



Comisión Nacional  
de Hidrocarburos

# Dictamen Técnico del Programa de Transición.

**ASIGNACIÓN AE-0166-M-CAMPECHE ORIENTE  
(CAMPO AKAL NW)**

**PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN**

Diciembre 2022



## Contenido

<b>I. IDENTIFICACIÓN DEL OPERADOR Y DEL ÁREA DE ASIGNACIÓN</b>	<b>3</b>
<b>II. ELEMENTOS GENERALES DEL PROGRAMA</b>	<b>6</b>
<b>III. RELACIÓN CRONOLÓGICA DEL PROCESO DE REVISIÓN</b>	<b>7</b>
<b>IV. CRITERIOS DE EVALUACIÓN UTILIZADOS PARA LA EMISIÓN DEL DICTAMEN TÉCNICO</b>	<b>9</b>
<b>V. ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE LOS ELEMENTOS DEL PROGRAMA DE TRANSICIÓN</b>	<b>11</b>
<b>A) CARACTERÍSTICAS GENERALES Y PROPIEDADES DEL YACIMIENTO DE LA ASIGNACIÓN REFERENTE AL CAMPO AKAL NW</b>	<b>11</b>
<b>B) ANTECEDENTES DE EXPLORACIÓN Y EVALUACIÓN</b>	<b>12</b>
<b>C) ACTIVIDADES Y METAS FÍSICAS</b>	<b>22</b>
<b>D) PROGRAMA DE INVERSIONES</b>	<b>25</b>
<b>E) MEDICIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS</b>	<b>26</b>
<b>F) COMERCIALIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN</b>	<b>31</b>
<b>G) APROVECHAMIENTO DE GAS</b>	<b>34</b>
<b>VI. MECANISMOS DE REVISIÓN DE LA EFICIENCIA OPERATIVA EN LA EXTRACCIÓN Y MÉTRICAS DE EVALUACIÓN DEL PROGRAMA DE TRANSICIÓN</b>	<b>36</b>
<b>VII. SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN DE RIESGO</b>	<b>37</b>
<b>VIII. RESULTADO DEL DICTAMEN TÉCNICO</b>	<b>38</b>
a) Acelerar el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero del país:.....	38
b) La utilización de la tecnología más adecuada para la exploración y extracción de hidrocarburos, en función de los resultados productivos y económicos:.....	38
c) Promover el desarrollo de las actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos en beneficio del país:.....	38
d) Procurar el aprovechamiento del gas natural asociado en las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos:.....	39
<b>IX. CONCLUSIONES</b>	<b>39</b>
<b>X. RECOMENDACIONES</b>	<b>39</b>

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 02/12/2022 03:03:54 p. m.

Sello Digital:

gCl3VJer4QpOb6VCKXKtlxQtbQHgDf2siExZpo9a4stWLOKAu0ygl8U3EqlYNBDDb19HU3O8y5/zODyw60p8Zmrj+PvAzVKGMnv+GPOVnIYmWcjAvohkZYYPEPhBPd2ugMo7/AeS35yE8A0wWOaRM4ZoG1qb7wXAAATRuoMsEnasbM6UF/ImYZM0oZYLg0WHPvS3lynXmArGCRWuldscGTFwp19UHNX+ucVoAaqCq33mXANouBIBUxZLzyFzSijhYQV3lb6YazqMBQhbVklSn8DNivlZr029u/nlCCfcRLKAn/SqcrG7ELv6VS0XNkls/ihsmnIKFauQWUv9hGJXyww=

## I. IDENTIFICACIÓN DEL OPERADOR Y DEL ÁREA DE ASIGNACIÓN

El Operador promovente de la solicitud de aprobación del Programa de Transición del Campo Akal NW (en adelante, Programa Propuesto) que se encuentra dentro de la Asignación AE-0166-M-Campeche Oriente (en adelante, Asignación); es la empresa productiva del Estado, Petróleos Mexicanos, a través de Pemex Exploración y Producción (en adelante, Operador, Asignatario o PEP).

Los datos de la Asignación se muestran en la Tabla 1.

Asignación	AE-0166-M-Campeche Oriente
Ubicación Geográfica	Aguas territoriales del Golfo de México, frente al estado de Campeche
Superficie	1,342.8393 Km <sup>2</sup>
Fecha de emisión de Título Fecha de modificación del Título	28 de agosto de 2019 / 02 de junio de 2022
Vigencia	30 años a partir del 28 de agosto de 2019
Tipo de Asignación	Exploración y Extracción de Hidrocarburos
Yacimientos y/o Campos	Akal NW – Jurásico Superior Kimmeridgiano (JSK)
Colindancias	Al Este: AE-0167-M-Campeche Oriente, al Norte: Contrato CNH-R03-L01-G-CS-04/2018 y AE-0165-Campeche Oriente, al Oeste: AE-0164-Campeche Oriente, A-0032-M-Campo Ayatsil y AE-0161-M-Chalabil y al Sur: AE:0160-2M-Chalabil y A-0001-4M-Campo Abkatún.

Tabla 1. Datos generales de la Asignación.  
(Fuente: Comisión)

El Campo Akal NW cuenta con un único yacimiento de edad Jurásico Superior Kimmeridgiano (JSK), descubierto por el Pozo Exploratorio Akal-501EXP en julio del 2022. Se localiza en aguas territoriales del Golfo de México aproximadamente a 96.52 Km al NW de Ciudad del Carmen, Campeche y a 166 Km al NE de la Terminal Marítima Dos Bocas. Figura 1.

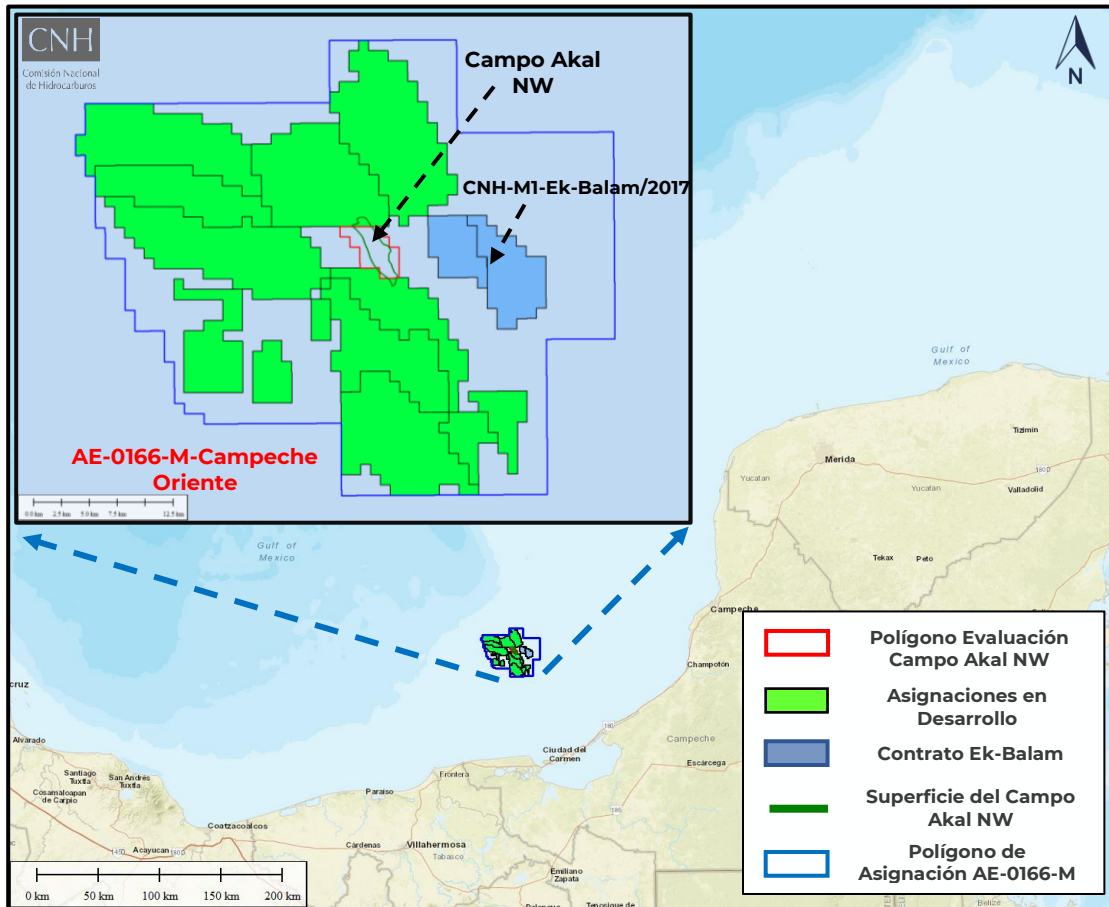


Figura 1. Ubicación del Campo Akal NW y de la Asignación.  
(Fuente: Comisión con datos del Asignatario)

Los vértices que delimitan el Área de la Asignación donde se encuentra ubicado el Campo están definidos por las coordenadas que se muestran en la Tabla 2.

Vértice	Longitud Oeste	Latitud Norte	Vértice	Longitud Oeste	Latitud Norte
1	92° 00' 00"	19° 36' 00"	17	92° 16' 30"	19° 27' 30"
2	91° 52' 00"	19° 36' 00"	18	92° 17' 00"	19° 27' 30"
3	91° 52' 00"	19° 26' 00"	19	92° 17' 00"	19° 30' 00"
4	91° 55' 30"	19° 26' 00"	20	92° 18' 00"	19° 30' 00"
5	91° 55' 30"	19° 18' 30"	21	92° 18' 00"	19° 31' 30"
6	92° 06' 00"	19° 18' 30"	22	92° 18' 30"	19° 31' 30"
7	92° 06' 00"	19° 22' 00"	23	92° 18' 30"	19° 34' 00"

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 02/12/2022 03:03:54 p. m.

Sello Digital:

gCl3VJer4QpOb6VCKXKtlxQtbQHgDf2siExZpo9a4stWL0KAu0ygl8U3EqlyNBDDb19HU308y5/zODyw60p8Zmrj+PvAzVKGMnv+GPOVhYmWcjAvohkZYYPEPhBP  
d2ugMo7/AeS35yE8A0wW0aRM4ZoG1qb7wXAAtRuoMsEnasbM6UF/ImYZM0oZYLg0WHPvS3lynXmArGCRWuldscGTFwp19UHNX+ucVoAaqCq33mXANouBIBuX  
ZLzyFzSjYhYQV3l6YazqMBQhbV1KISn8DNivZr029u/nlCCfRLKAn/SqcrG7ELv6VS0XNkls/ihsmnIKFauQWUv9hGJXyw==

Vértice	Longitud Oeste	Latitud Norte	Vértice	Longitud Oeste	Latitud Norte
8	92° 13' 00"	19° 22' 00"	24	92° 19' 00"	19° 34' 00"
9	92° 13' 00"	19° 22' 30"	25	92° 19' 00"	19° 35' 00"
10	92° 14' 00"	19° 22' 30"	26	92° 19' 30"	19° 35' 00"
11	92° 14' 00"	19° 23' 00"	27	92° 19' 30"	19° 36' 00"
12	92° 14' 30"	19° 23' 00"	28	92° 19' 00"	19° 36' 00"
13	92° 14' 30"	19° 25' 00"	29	92° 19' 00"	19° 37' 30"
14	92° 15' 00"	19° 25' 00"	30	92° 06' 30"	19° 37' 30"
15	92° 15' 00"	19° 26' 30"	31	92° 06' 30"	19° 40' 30"
16	92° 16' 30"	19° 26' 30"	32	92° 00' 00"	19° 40' 30"

Tabla 2. Coordenadas geográficas de los vértices del polígono de la Asignación.  
(Fuente: Título de Asignación para realizar Actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos AE-0166-M-Campeche Oriente)

En la Figura 2, en perímetro rojo, se muestra el polígono de evaluación que circunscribe al Campo Akal NW y que abarca un área total de 14.44 Km<sup>2</sup>. Así mismo, sus coordenadas geográficas se muestran en la Tabla 3.

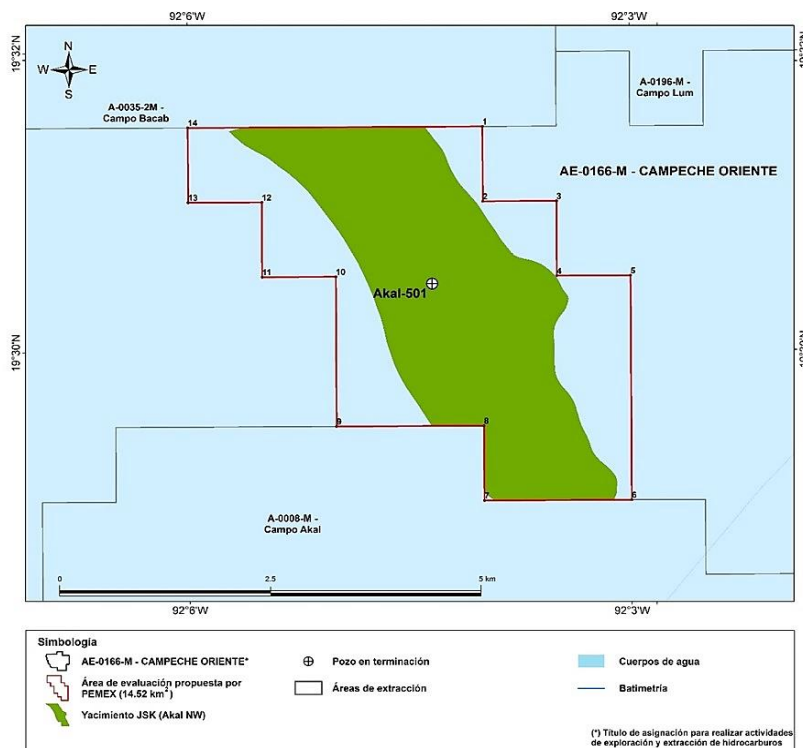


Figura 2. Ubicación del polígono de evaluación del Campo Akal NW dentro de la Asignación.  
(Fuente: PEP)

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 02/12/2022 03:03:54 p. m.

Sello Digital:

gCl3VJer4QpOb6VCKXKtlxQtbQHgDf2siExZpo9a4stWL0KAu0ygl8U3EqlyNBDDb19HU3O8y5/zODyw60p8Zmrj+PvAzVKGMnv+GPOVnIymWcjAvohkZYYPEPhBP  
d2ugMo7/AeS35yE8A0wW0aRM4ZoG1qb7wXAAtRuoMsEnasbM6UF/lmYZM0oZYLg0WHPvS3lynXmArGCRWuldscGTFwp19UHNX+ucVoAaqCq33mXANouBIBUX  
ZLzyFzSijhYQV3lb6YazqMBQhbV1KIsn8DNivIzr029u/nlCCfRLKAn/SqcrG7ELv6VS0XNkls/ihsmlnKFauQWUuv9hGJXyww==

Vértice	Longitud Oeste	Latitud Norte	Vértice	Longitud Oeste	Latitud Norte
1	92° 04' 00"	19° 31' 30"	8	92° 04' 00"	19° 29' 30"
2	92° 04' 00"	19° 31' 00"	9	92° 05' 00"	19° 29' 30"
3	92° 03' 30"	19° 31' 00"	10	92° 05' 00"	19° 30' 30"
4	92° 03' 30"	19° 30' 30"	11	92° 05' 30"	19° 30' 30"
5	92° 03' 00"	19° 30' 30"	12	92° 05' 30"	19° 31' 00"
6	92° 03' 00"	19° 29' 00"	13	92° 06' 00"	19° 31' 00"
7	92° 04' 00"	19° 29' 00"	14	92° 06' 00"	19° 31' 30"

Tabla 3. Coordenadas geográficas de los vértices del Polígono de Evaluación del Campo Akal NW dentro de la Asignación.  
(Fuente: PEP)

Cabe destacar que, mediante el oficio 240.1878/2022 de 17 de noviembre de 2022 remitido al Asignatario, está Comisión Nacional de Hidrocarburos (en adelante, Comisión) consideró resolver de manera favorable sobre la procedencia respecto del Informe de Evaluación del Descubrimiento asociado con la perforación del Pozo Akal-501EXP, presentado por PEP el 21 de septiembre de 2022, mediante escrito PEP-DG-SAPEP-GCR-2999-2022.

El Asignatario no podrá realizar actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos en los traslapes con las siguientes Áreas de Asignación y Contractual, y en su caso, posteriores modificaciones, que se indican en la siguiente tabla:

Títulos de Asignación/Contrato para la Extracción de Hidrocarburos	Títulos de Asignación/Contrato para la Extracción de Hidrocarburos
A-0008-M-Campo Akal	A-0172-2M-Campo Kambesah
A-0035-2M-Campo Bacab	A-0183-3M-Campo Ku
A-0078-2M-Campo Chac	A-0186-2M-Campo Kutz
A-0161-3M-Campo Ixtoc	A-0196-M-Campo Lum
A-0203-2M-Campo Maloob	A-0375-2M-Campo Zaap
A-0237-2M-Campo Nohoch	CNH-M1-EK-BALAM/2017
A-0308-M-Campo Sihil	

Tabla 4. Títulos de Asignación y Área Contractual restringidos para realizar actividades de Exploración y Extracción.

(Fuente: Título de Asignación para realizar Actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos AE-0166-M-Campeche Oriente)

## II. ELEMENTOS GENERALES DEL PROGRAMA

### Alcance

El objetivo del Programa Propuesto presentado por el Asignatario para el Campo Akal NW es obtener producción temprana asociada al Descubrimiento del Pozo Exploratorio

6

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 02/12/2022 03:03:54 p. m.

Sello Digital:

gCl3VJer4QpOb6VCKXKtlxQtbQHgDf2siExZpo9a4stWL0KAu0ygl8U3EqlyNBDDb19HU3O8y5/zODyw60p8Zmrj+PvAzVKGMnv+GPOVnIYmWcjAvohkZYYPEPhBPd2ugMo7/AeS35yE8A0wW0aRM4ZoG1qb7wXAAAtRuoMsEnasbM6UF/ImYZM0oZYLg0WHPvS3lynXmArGCRWuldscGTFwp19UHNX+ucVoAaqCq33mXANouBIBUXZLzYfzSjJhYQV3lb6YazqMBQhbV1KISn8DNivZr029u/nlCCfRLKAn/SqcrG7ELv6V50XNkls/ihsmnIKFauQWUv9hGJXyww==

Akal-501EXP. Para ello, se presentan de manera detallada las actividades donde se plantea la recuperación del Pozo antes mencionado más la perforación y terminación de 2 Pozos de Desarrollo, cuyos objetivos están asociados al radio de drene de este Pozo Descubridor.

El Programa Propuesto contempla recuperar un volumen de 2.11 MMB de aceite y 0.48 MMMpc de gas en el período de noviembre del 2022 a octubre del 2023.

Cabe destacar que debido a la falta de infraestructura para el manejo y acondicionamiento de los hidrocarburos a producir en el Campo Akal NW, el Asignatario enviará el gas producido a quema contralada en un barco de proceso durante el periodo de vigencia del Programa Propuesto. Por lo que no considera la comercialización del gas a producir.

Las actividades consideradas para el Programa Propuesto a partir de noviembre del 2022 son las siguientes:

1. Perforación y terminación de 2 Pozos de Desarrollo con trayectoria direccional tipo "J" en los que se tienen contempladas terminaciones sencillas en agujero entubado y disparado con el uso de una plataforma autoelevable.
2. Contempla la puesta a producción del Pozo Exploratorio existente Akal-501EXP.
3. Inicio de la construcción e instalación de una plataforma tipo estructura ligera marina (ELM-31).
4. La utilización de un Barco de Proceso (ECO III) para realizar la destrucción controlada del gas producido y realizar el trasiego de los hidrocarburos líquidos hacia el centro de procesos Akal-L, donde se realizarán los procesos de separación, bombeo y medición de los hidrocarburos líquidos.
5. Continuar con la actividad de caracterización estática y dinámica del yacimiento para la reducción de riesgos asociados a la configuración del mismo y en la estimación de los volúmenes de hidrocarburos.

El Programa Propuesto considera una inversión de 140.50 millones de dólares (MMUSD) y un gasto de operación de 10.18 MMUSD, lo que equivale a un costo total de 150.68 MMUSD.

Asimismo, cabe señalar que mediante escrito presentado el 21 de septiembre del 2022, el Asignatario presentó el Informe de Evaluación y la Declaración de Descubrimiento Comercial en términos de los artículos 52, segundo párrafo y 65 de los Lineamientos.

En respuesta, mediante oficio 240.1878/2022 de 17 de noviembre de 2022, la Comisión resolvió en sentido favorable el Informe de Evaluación.

### **III. RELACIÓN CRONOLÓGICA DEL PROCESO DE REVISIÓN**

El proceso de evaluación técnica y económica, así como la elaboración del Dictamen Técnico del Programa Propuesto, involucró la participación de cuatro direcciones administrativas de la Comisión:

7

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 02/12/2022 03:03:54 p. m.

Sello Digital:

gCl3VJer4QpOb6VCKXKtlxQtbQHgDf2siExZpo9a4stWL0KAu0ygl8U3EqlNBDDb19HU308y5/zODyw60p8Zmrj+PvAzVKGMnv+GPOVnIYmWcjAvohkZYYPEPhBPd2ugMo7/AeS35yE8A0wWOaRM4ZoG1qb7wXAAAtRuoMsEnasbM6UF/ImYZM0oZYLg0WHPvS3lynXmArGCRWuldscGTFwp19UHNX+ucVoAaqCq33mXANouBIBUxZLzyFz5jYhYQV3lb6YazqMBQhbV1KISn8DNivZr029u/nlCCfcRLKAn/SqcrG7ELv6VS0XNkls/ihsmnIKFauQWUv9hGJXyw==

- ✓ Dirección General de Dictámenes de Extracción.
- ✓ Dirección General de Medición y Comercialización de la Producción.
- ✓ Dirección General de Seguimiento de Asignaciones.
- ✓ Dirección General de Prospectiva y Evaluación Económica.

Además, se consultó a la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos (en adelante, ASEA), quien es la autoridad competente para evaluar el Sistema de Administración de Riesgos.

La Figura 3 muestra el diagrama del proceso de evaluación, Dictamen Técnico y Resolución respecto del Programa Propuesto presentado por el Asignatario para su aprobación. Lo anterior se corrobora en términos de las constancias que obran en el expediente CNH:5S.7/1/19/2022, solicitud de aprobación del Programa de Transición de la Asignación AE-0166-M-Campeche Oriente (Campo Akal NW) de la Dirección General de Dictámenes de Extracción de esta Comisión.

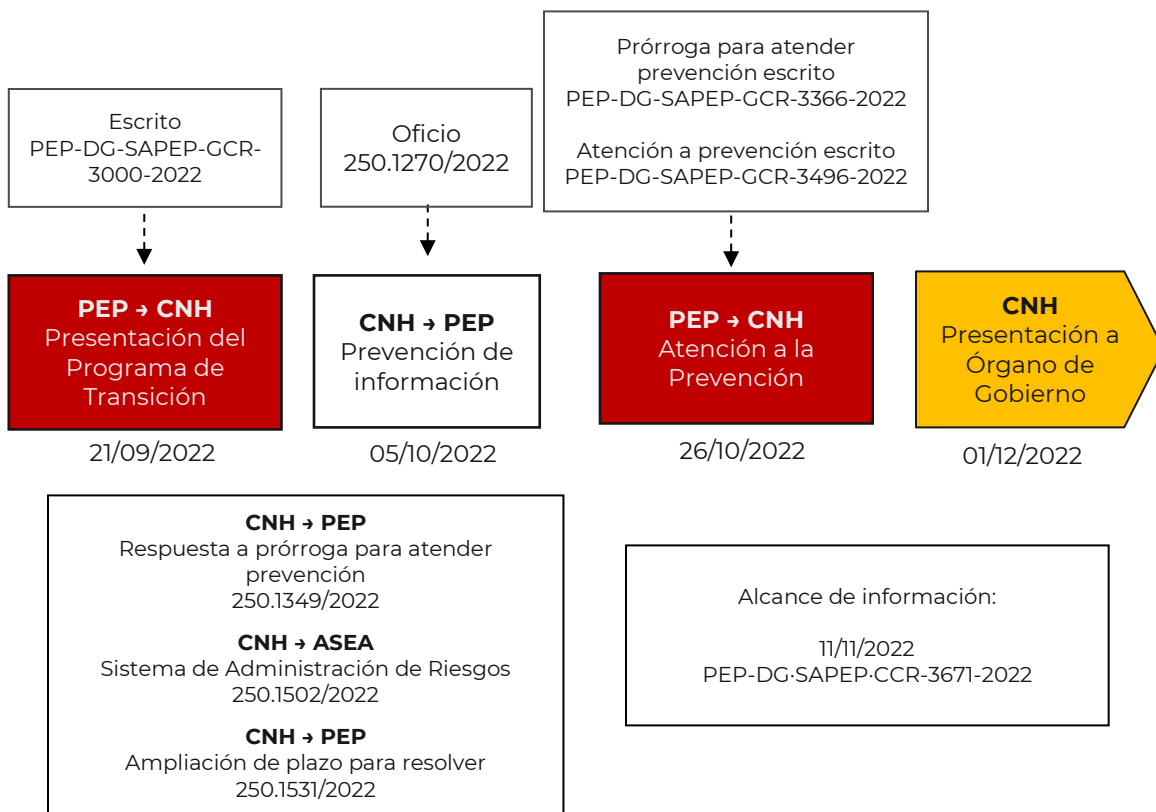


Figura 3. Cronología del proceso de evaluación, Dictamen Técnico y Resolución.  
(Fuente: Comisión)



## IV. CRITERIOS DE EVALUACIÓN UTILIZADOS PARA LA EMISIÓN DEL DICTAMEN TÉCNICO

Se verificó que el Programa Propuesto por el Asignatario cumpla con el siguiente criterio:

- a) Que las actividades propuestas estén encaminadas a prolongar el tiempo de vida productiva de los Pozos, lo anterior con el objeto de maximizar la recuperación de Hidrocarburos en condiciones técnica y económicamente viables, a través de un Plan de Desarrollo para la Extracción;

Para efectos de lo anterior, la Comisión consideró los principios y criterios previstos en los artículos 19, 65, 69 fracción II, 70, 71, y el Anexo III, apartado I.B. de los "Lineamientos que regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos (en adelante, Lineamientos) publicados en el Diario Oficial de la Federación (en adelante, DOF) el 12 de abril de 2019, mismos que han sido modificados por acuerdos publicados en el DOF el 31 de marzo y el 20 de agosto, ambos de 2021.

Cabe señalar, que el presente Dictamen Técnico se emite en atención a que el Asignatario manifestó expresamente su intención de llevar a cabo actividades de Producción Temprana y derivado de ello presentar el Programa de Transición de conformidad con lo establecido en el artículo 52, segundo párrafo en relación con el artículo 65 de los Lineamientos.

Adicionalmente, se realizó el estudio de la propuesta al amparo de las consideraciones establecidas en los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos (en adelante, LTMMH) publicados en el DOF el 29 de septiembre de 2015, mismos que han sido modificados por acuerdos publicados en el DOF el 11 de febrero y 2 de agosto, ambos de 2016, el 11 de diciembre de 2017 y el 23 de febrero de 2021, así como de las Disposiciones Técnicas para el Aprovechamiento del Gas Natural Asociado, en la Exploración y Extracción de Hidrocarburos (en adelante, Disposiciones Técnicas) publicadas en el DOF el 7 de enero de 2016 y modificadas por acuerdos publicados en el DOF el 10 de marzo de 2020 y 23 de junio de 2022.

La Comisión llevó a cabo la evaluación del Programa Propuesto presentado por el Asignatario de conformidad con el artículo 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética (en adelante, LORCME), así como los artículos 19, 65, 69, fracción II, 70 y 71 de los Lineamientos. En virtud de lo anterior, se determinó que las actividades incluidas en el Programa Propuesto dan cumplimiento a la Normativa Aplicable durante la vigencia propuesta de hasta un año.

En consecuencia, la solicitud cumple con los requisitos establecidos en el artículo 65 de los Lineamientos, conforme a lo siguiente:

- a) El Asignatario presentó el Programa Propuesto conforme al formato APT y su instructivo, en el plazo establecido para tal efecto.
- b) Adjuntó el documento con la información y el nivel de detalle establecidos en el Anexo III, apartado I.B de los Lineamientos.

9

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 02/12/2022 03:03:54 p. m.

Sello Digital:

gCl3VJer4QpOb6VCKXKtlxQtbQHgDf2siExZpo9a4stWl0KAu0ygl8U3EqlYNBDDb19HU308y5/zODyW60p8Zmrj+PvAzVKGMnv+GPOVnIYmWcjAvohkZYYPEPhBPd2ugMo7/AeS35yE8A0wWOaRM4ZoG1qb7wXAAAtRuoMsEnasbM6UF/ImYZM0oZYLg0WHPvS3lynXmArGCRWuldscGTFwp19UHNX+ucVoAaqCq33mXANouBIBUZLzYFzSjYhYQV3lb6YazqMBQhbV1KISn8DNivZr029u/nlCCfRlKAn/SqcrG7ELv6V50XNklS/ihsmlnKFauQWUv9hGjXyW==

- c) Adjuntó el Informe de Evaluación y la Declaración de Descubrimiento Comercial en términos de los artículos 52 y 56 de los Lineamientos.
- d) Acreditó el pago de aprovechamiento, adjuntando el comprobante de pago respectivo mediante el esquema de pagos electrónicos e5cinco.

Ahora bien, cabe señalar que el artículo 52 de los Lineamientos establece lo siguiente:

**“Artículo 52. Del informe de evaluación.**

(...)

*Quando los Operadores Petroleros pretendan llevar cabo actividades de Producción Temprana, deberán solicitar a la Comisión la aprobación de un Programa de Transición en términos del artículo 65 de los presentes Lineamientos e incluir en el informe de evaluación lo siguiente:*

*I. **Manifestación expresa** de la intención de llevar a cabo actividades de Producción Temprana, y*

*II. **Manifestación expresa respecto del compromiso de cumplir con las obligaciones** asociadas a la producción de Hidrocarburos hasta la aprobación del Programa de Transición, conforme a la Normativa aplicable y las Asignaciones y Contratos según corresponda.*

*(...)”*

**[Énfasis añadido]**

Asimismo, el artículo 66, fracción II de los Lineamientos establece lo siguiente:

**Artículo 66. Del plazo para la presentación del Programa de Transición.**

*Las solicitudes de aprobación del Programa de Transición referidas en los artículos 63, 64, 65 y 65 Bis de los Lineamientos deberán presentarse conforme lo siguiente:*

(...)

*II. **Para el caso previsto en el artículo 65 de los Lineamientos, al momento de la presentación del informe de evaluación.***

**[Énfasis añadido]**

En tal contexto, esta Comisión tiene conocimiento de lo siguiente:

- a) Mediante escrito PEP-DG-SAPEP-GCR-2999-2022 recibido el 21 de septiembre de 2022, el Asignatario presentó ante esta Comisión el Informe de Evaluación, en el cual manifestó expresamente su intención de llevar a cabo actividades de Producción Temprana, así como su compromiso de cumplir con las obligaciones asociadas a la producción de Hidrocarburos hasta la aprobación del Programa

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 02/12/2022 03:03:54 p. m.

Sello Digital:

gCl3VJer4QpOb6VCKXKtlxQtbQHgDf2siExZpo9a4stWL0KAu0ygl8U3EqlyNBDDb19HU308y5/zODyw60p8Zmrj+PvAzVKGMnv+GPOVhIYmWcjAvohkZYYPEPhBP  
d2ugMo7/AeS35yE8A0wW0aRM4ZoG1qb7wXAAAtRuoMsEnasbM6UF/ImYZM0oZYLg0WHPV53lynXmArGCRWuldscGTFwp19UHNX+ucVoAaqCq33mXANouBIBU  
ZLzyFzSjJhYQV3lb6YazqMBQhbV1KISn8DNivlZr029u/nlCCfRLKAn/SqcrG7ELv6VS0XNkls/ihsmnIKFauQWUv9hGJXyw==

10

Propuesto en cumplimiento a lo establecido por el artículo 52, segundo párrafo, fracciones I y II de los Lineamientos.

En respuesta, mediante oficio 240.1878/2022 de 17 de noviembre de 2022, la Comisión resolvió en sentido favorable el Informe de Evaluación.

- b) De manera simultánea, el Asignatario presentó la Declaración de Descubrimiento Comercial en cumplimiento con el artículo 65 de los Lineamientos, en relación con el artículo 56 del mismo ordenamiento.
- c) Asimismo, mediante escrito PEP-DG-SAPEP-GCR-3000-2022 recibido el 21 de septiembre de 2022, el Asignatario presentó para su aprobación, el Programa Propuesto, ello en consideración de lo establecido en los artículos 65 y 66, fracción II de los Lineamientos.

Por lo antes expuesto, resulta procedente conocer respecto del Programa Propuesto, toda vez que fue presentada en términos de lo dispuesto en los artículos 52, segundo párrafo, 66, fracción II, 70, último párrafo, de los Lineamientos.

## V. ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE LOS ELEMENTOS DEL PROGRAMA DE TRANSICIÓN

### a) CARACTERÍSTICAS GENERALES Y PROPIEDADES DEL YACIMIENTO DE LA ASIGNACIÓN REFERENTE AL CAMPO AKAL NW

Las principales características geológicas, petrofísicas, propiedades de los fluidos y del yacimiento considerado para explotación de la Asignación se muestran en la Tabla 5.

Asignación / Contrato	AE-0166-M-Campeche Oriente
Campo	Akal NW
Yacimiento	JSK
Área km <sup>2</sup>	8.7
Año de Descubrimiento	2022
Fecha de inicio de producción	-
Profundidad promedio (mvbnm)	4,880
Tipo de Yacimiento	Aceite negro
<b>Pozos</b>	
Productores	1
Cerrados con posibilidades	0
Cerrados sin posibilidades	0
Taponados	0

11

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 02/12/2022 03:03:54 p. m.

Sello Digital:

gCl3VJer4QpOb6VCKXKtlxQtbQHgDf2siExZpo9a4stWL0KAu0ygl8U3EqlyNBDDb19HU3O8y5/zODyw60p8Zmrj+PvAzVKGMnv+GPOVnIYmWcjAvohkZYYPEPhBPd2ugMo7/AeS35yE8A0wWOaRM4Z0G1qb7wXAAATRuoMsEnasbM6UF/ImYZM0oZYLg0WHPvS3lynXmArGCRWuldscGTFwp19UHNX+ucVoAaqCq33mXANouBIBUXZLzYfzSjJhYQV3lb6YazqMBQhbV1KISn8DNivZr029u/nlCCfRLKAn/SqcrG7ELv6VS0XNkls/ihsmlnKFauQWUv9hGJXyww=

Marco geológico	
Era	Mesozoico
Periodo	Jurásico
Época	Kimmeridgiano
Cuenca	Pilar Reforma-Akal
Play	JSK
Régimen tectónico	Compresivo
Ambiente de depósito	Bancos Oolíticos
Litología	Dolomías
Propiedades Petrofísicas	
% Saturación inicial promedio de agua	14.7
Porosidad promedio %	8.46
Permeabilidad promedio (mD)	33.9
Espesor bruto promedio (m)	162.18
Espesor neto promedio (m)	47.25
Relación neto /bruto (%) o Frac.	0.291
Propiedades de los Fluido	
Densidad °API	27.36
Viscosidad del aceite a condiciones de yacimiento (cp)	2.429
Factor de volumen de aceite inicial (Boi)	1.3747
Densidad relativa del gas (Ad)	NA
Poder calorífico del gas (BTU/scf)	1,587.7
Presión de saturación o rocío (Kg/cm <sup>2</sup> )	88.325
Factor de conversión del gas a petróleo crudo equivalente (Mpc/b)	5.199
Propiedades del Yacimiento	
Temperatura °C	145.7
Presión inicial (Kg/cm <sup>2</sup> )	760
Presión actual (Kg/cm <sup>2</sup> )	760
Mecanismo de empuje principal	Expansión roca-fluido

Tabla 5. Características generales del yacimiento del Campo Akal NW.  
(Fuente: Información presentada por el Asignatario)

## b) ANTECEDENTES DE EXPLORACIÓN Y EVALUACIÓN

La perforación del Pozo Akal-501EXP inició el 12 de febrero de 2022 y actualmente se encuentra en etapa de terminación, siendo un Pozo de aguas someras en un tirante de

12

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 02/12/2022 03:03:54 p. m.

Sello Digital:

gCl3VJer4QpOb6VCKXKtlxQtbQHgDf2siExZpo9a4stWL0KAu0ygl8U3EqlyNBDDb19HU3O8y5/zODyw60p8Zmrj+PvAzVKGMnv+GPOVnIYmWcjAvohkZYYPEPhBP  
d2ugMo7/AeS35yE8A0wWOaRM4ZoG1qb7wXAAAtRuoMsEnasbM6UF/ImYZM0oZYLg0WHPvS3lynXmArGCRWuldscGTFwp19UHNX+ucVoAaqCq33mXANouBIBU  
ZLzyFzSjhhYQV3lb6YazqMBQhbV1KISn8DNivZr029u/nlCCfcRLKAn/SqcrG7ELv6V50XNkls/ihsmlnKFauQWUv9hGJXyw==

agua de 55 m y con una profundidad total de 5,042 mdbmr. Dicho Pozo se evaluó mediante una prueba de presión-producción con 4 disparos en los intervalos 4,886-4,954 md, 4,840-4,873 md, 4,730-4,775 md y 4,683-4,712 md.

Derivado de los resultados de la prueba de presión-producción en los intervalos antes mencionados a nivel del JSK, donde midió un gasto de aceite de 6,048 bpd de 27.4 °API y un gasto de gas de 2.4 MMpcd, resultó productor de aceite y gas.

Dentro de las actividades ejecutadas para la evaluación del Descubrimiento efectuado por el Pozo Akal-501EXP, están la elaboración del modelo sedimentario, con base en información paleontológica, petrografía de muestras de canal, registros geofísicos y la sísmica 3D, la elaboración del modelo petrofísico con información geológica y petrofísica, realización de análisis PVT y estudios de laboratorio, probador dinámico de formaciones y la ejecución de la prueba de presión-producción, aunado a la construcción del modelo geocelular del yacimiento para la estimación de los volúmenes originales de hidrocarburos en el mismo.

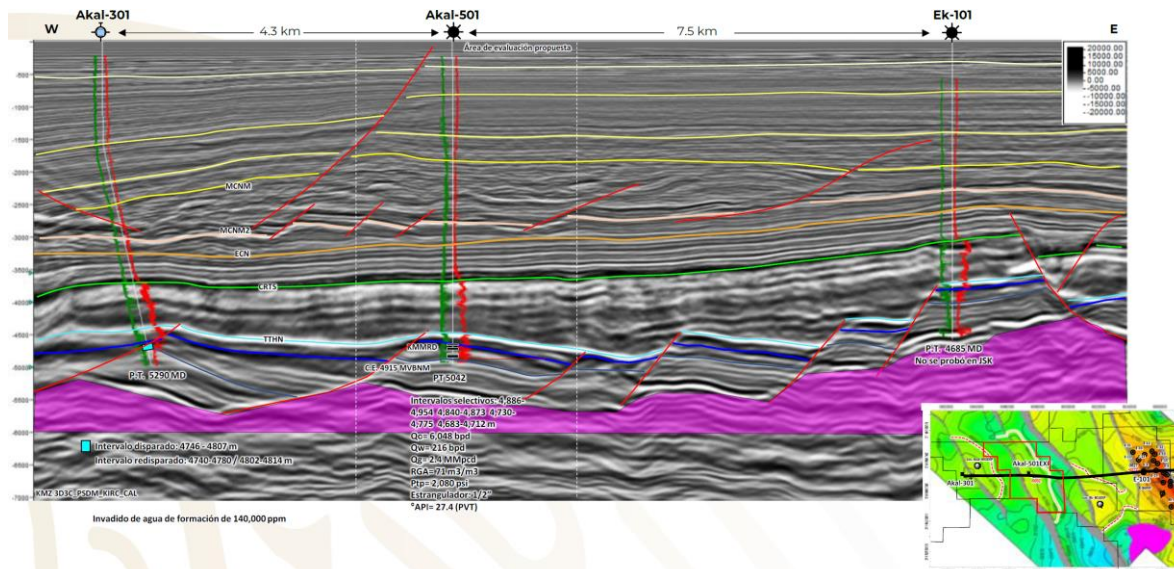
Con la información adquirida, el Asignatario presentó las siguientes conclusiones dentro del Informe de Evaluación:

- La información sísmica 3D es de buena calidad, lo que permite interpretar las cimas del JSK.
- Con la información de los registros geofísicos y el probador dinámico de formaciones adquirida durante la etapa de perforación del Pozo Exploratorio, se determinaron las propiedades petrofísicas del yacimiento principal y se caracterizaron los fluidos recuperados en el JSK.
- Las descripciones petrográficas de muestras de canal y los estudios de laboratorio efectuados permitieron conocer las principales características y calidad de la roca almacén del Campo Akal NW en el Play JSK.
- La buena calidad de los registros geofísicos adquiridos en el Pozo Akal-501EXP, posibilitaron la generación de un modelo petrofísico de alta certidumbre y se lograron identificar los límites verticales del yacimiento, definidos a partir de la evaluación petrofísica y la prueba de presión-producción efectuada en el Pozo Exploratorio.
- Los análisis geológicos, geofísicos, petrofísicos y de ingeniería de yacimientos llevados a cabo para la caracterización del yacimiento JSK que constituyeron el modelo geológico integral (Modelo estático para la estimación del volumen original) pueden considerarse de alta certidumbre y conceden alta calidad a los procesos de caracterización y evaluación, lo que constituye un precedente y misma intención de ejecución para los procesos de evaluación programados con los Pozos Exploratorios.

## Identificación de los intervalos considerados yacimiento

La interpretación sísmica y construcción del modelo estructural del yacimiento descubierto en el Campo Akal NW, la realizó el Asignatario con el volumen sísmico PSDM KMZ 3D3C adquirido en los años 2014-2015. El cual fue procesado por la compañía Western Geco entre los años 2016 y 2018, generando una migración antes de apilar en profundidad (PSDM) con el algoritmo Kirchhoff, teniendo una resolución vertical estimada de 120 m para la zona del yacimiento en el JSK.

En la Figura 4 se muestra una sección sísmica con orientación W-E en dominio de la profundidad con los Pozos Exploratorios que el Asignatario utilizó como de correlación, donde se observan los cuerpos alóctonos de sal y la interpretación sismoestratigráfica.



Así mismo, la Figura 5 muestra la distribución de los Pozos Bacab-301 (Campo Bacab), Akal-501EXP (Campo Akal NW) y C-418D-ST3 (Campo Akal), donde se observa la complejidad geológica en las zonas entre el Descubrimiento del Pozo Akal-501EXP y el del bloque cabalgante asociado al Campo Akal. Por otro lado también se observa que el límite del yacimiento descubierto en el Campo Akal NW no está a la misma profundidad ni tiene correspondencia con el asociado al Campo Bacab.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 02/12/2022 03:03:54 p. m.

Sello Digital:

gCl3VJer4QpOb6VCKXKtlxQtbQHgDf2siExZpo9a4stWL0KAu0ygl8U3EqlyNBDDb19HU308y5/zODyw60p8Zmrj+PvAzVKGMnv+GPOVhYmWcjAvohkZYYPEPhBP  
d2ugMo7/AeS35yEBA0wW0aRM4z0G1qb7wXAATRuoMsEnasbM6UF/ImYZM0oZYLg0WHPvS3lynXmArGCRWuldscGTFwp19UHNX+ucVoAaqCq33mXANouBIBUX  
ZLzYfzSjYhYQV31b6YazqMBQhbV1KISn8DNivZr029u/nlCCfRlKAn/SqcrG7ELv6V50XNkls/ihsmnIKFauQWUv9hGJXyww==

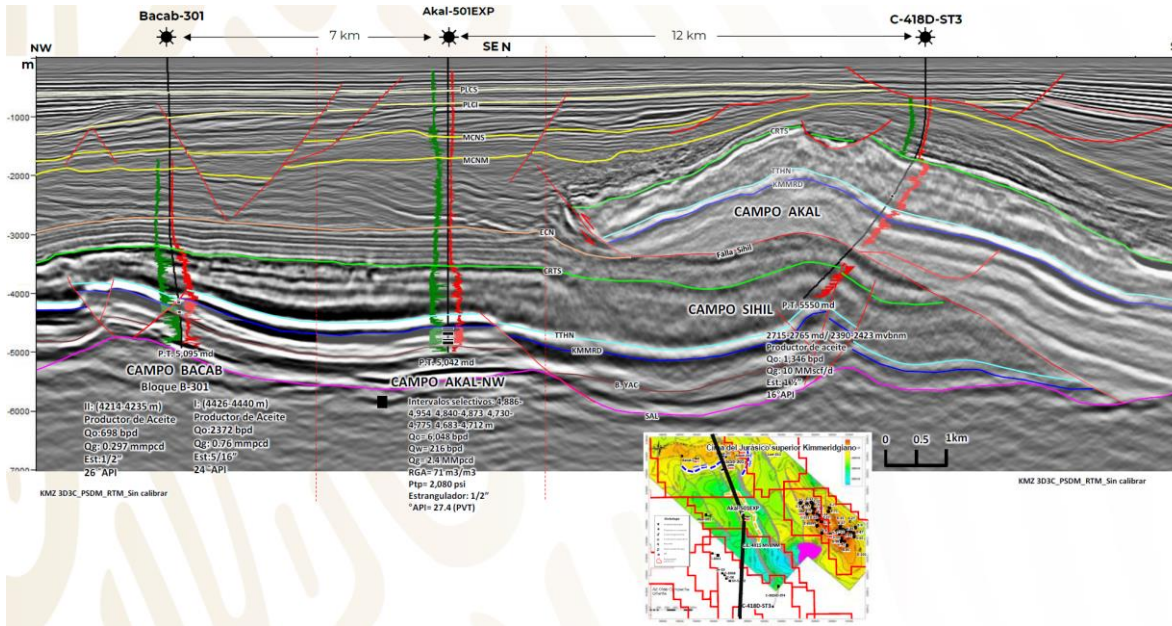


Figura 5. Sección sísmica regional NW-S entre los Pozos exploratorios.  
(Fuente: Información presentada por el Asignatario)

Con el análisis e interpretación de los resultados (registros geofísicos y análisis a muestras de canal) y la construcción del modelo del yacimiento, se determinó que el yacimiento del JSK está representado por rocas carbonatadas asociadas a una distribución de bancos oolíticos cuya litología principal corresponde a dolomías.

La trampa del yacimiento JSK del Campo Akal NW es de naturaleza estructural y corresponde a un anticlinal con orientación NW-SE, limitada al norte y este por el buzamiento de capas a la cota 4,915 mvbnm y al SW por una falla de tipo normal. La trampa se sitúa por encima de una secuencia deformada por el desplazamiento de rollers de sal formados durante el Jurásico Superior y Cretácico, los cuales son producto de un estilo de deformación extensional (Figura 6).

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 02/12/2022 03:03:54 p. m.

Sello Digital:

gCl3VJer4QpOb6VCKXKtlxQtbQHgDf2siExZpo9a4stWL0KAu0ygl8U3EqlyNBDDb19HU308y5/zODYw60p8Zmrj+PvAzVKGMnv+GPOVhYmWcjAvohkZYYPEPhBP  
d2ugMo7/AeS35yEBA0wW0aRM4z0G1qb7wXAAtruoMsEnasbM6UF/lmYZM0oZYLg0WHPV3lynXmArGCRWuldscGTFwp19UHNX+ucVoAaqCq33mXANouBIBUX  
ZLzFzSjYhYQV3lb6YazqMBQhbV1K1Sn8DNivZr029u/nlCCfRLKAn/SqcrG7ELv6V50XNkls/lhsmnlKfauQWUv9hGJXyww==

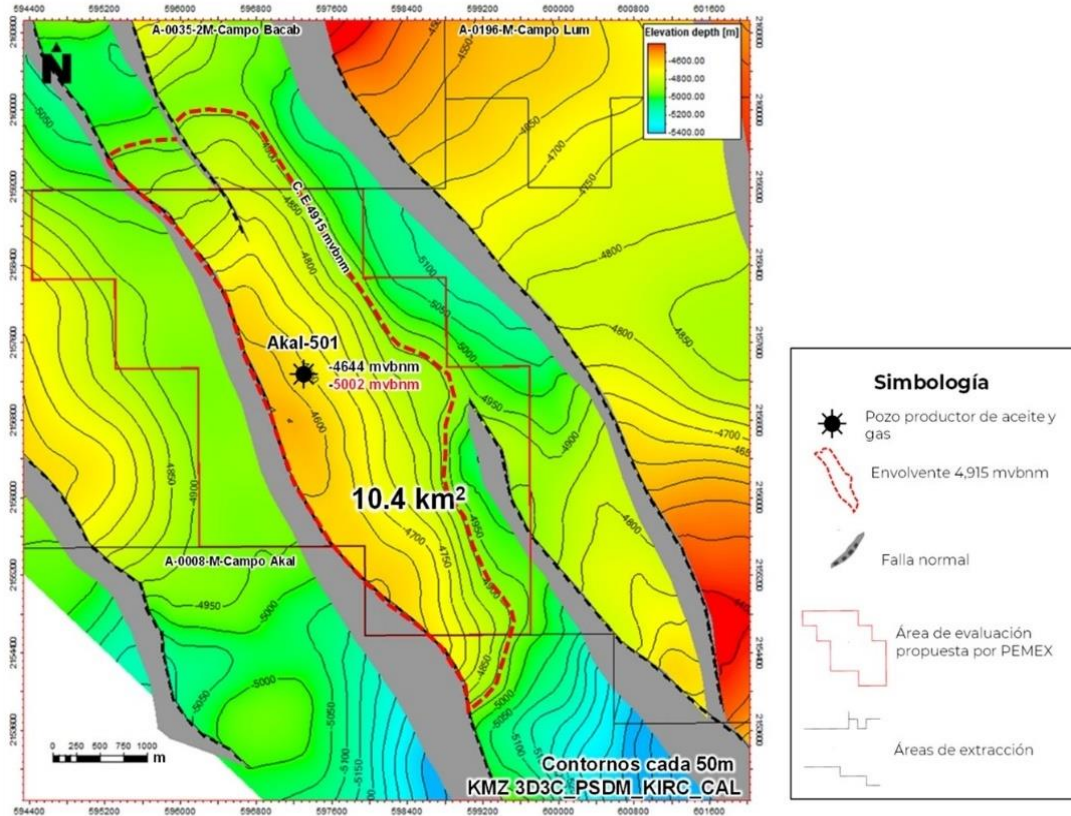


Figura 6. Configuración estructural de la cima del yacimiento JSK.  
(Fuente: Información presentada por el Asignatario)

El yacimiento descubierto con el Pozo Akal-501EXP es de edad del JSK con cima definida a la profundidad de 4,683 m dbmr y base a la profundidad de 4,954 m dbmr. Lo anterior de acuerdo a los resultados de la evaluación petrofísica mostrada en la Figura 7.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 02/12/2022 03:03:54 p. m.

Sello Digital:

gCl3VJer4QpOb6VCKXKtlxQtbQHgDf2siExZpo9a4stWL0KAu0ygl8U3EqlNBDDb19HU3O8y5/zODyw60p8Zmrj+PvAzVKGMnv+GPOVhIYmWcjAvohkZYYPEPhBP  
d2ugMo7/AeS35yE8A0wWOaRM4ZoG1qb7wXAAtRuoMsEnasbM6UF/ImYZM0oZYLg0WHPvS3lynXmArGCRWuldscGTFwp19UHNX+ucVoAaqCq33mXANouBIBUX  
ZLzYfz5jYhYQV3lb6YazqMBQhbVikIsn8DNivZr029u/nlCCfRLKAn/SqcrG7ELv6VSOXNkls/ihsmnlKfauQWUv9hGJXyww==



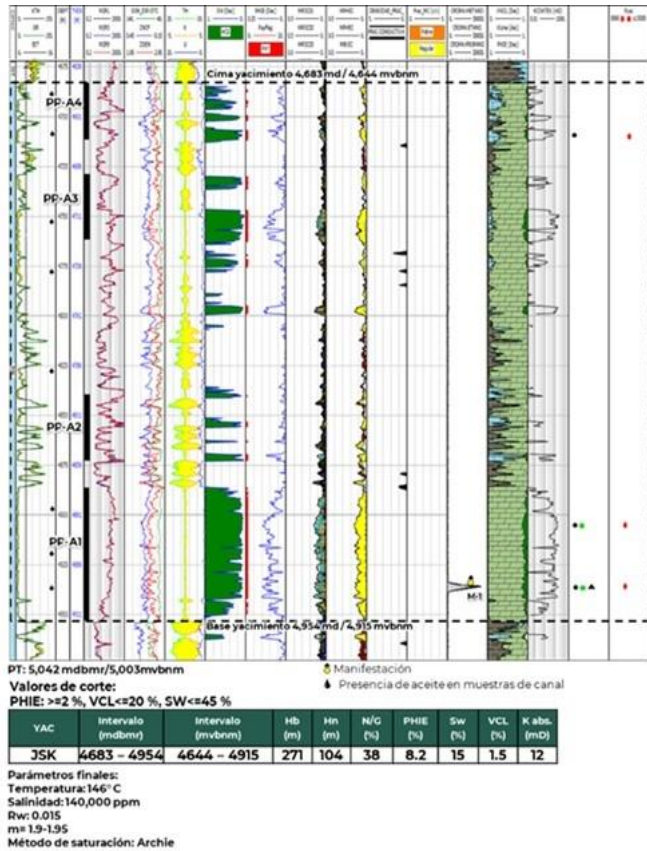


Figura 7. Modelo petrofísico del Pozo Akal-501EXP.  
(Fuente: Información presentada por el Asignatario)

## Fluidos

El Campo Akal NW cuenta con 3 muestras de fluidos recuperadas con el registro probador de formaciones en el Pozo Akal-501EXP, de las cuales solo una se tomó para análisis PVT en laboratorio por considerarse representativa después de hacer algunos estudios previos. Todas corresponden a la profundidad de 4,936 mdbmr.

La Tabla 6 muestra las propiedades de los fluidos del yacimiento del Campo Akal NW obtenidas de las muestras utilizadas para análisis PVT:

Propiedades de los fluidos Akal-501EXP	
Tipo de hidrocarburos	Aceite negro
Densidad °API	27.366
Factor Volumétrico de Aceite (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> ) @Pi	1.3747
Relación gas/aceite en separador (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	36.7

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 02/12/2022 03:03:54 p. m.

Sello Digital:

gCl3VJer4QpOb6VCKXKtIxQtbQHgDf2siExZpo9a4stWL0KAu0ygl8U3EqlyNBDDb19HU3O8y5zODyW60p8Zmrj+PvAzVKGMnv+GPOVhYmWcjAvohkZYYPEPhBp d2ugMo7/AeS35yE8A0wW0aRM4ZoG1qb7wXAAtRuoMsEnasbM6UF/ImYZM0oZYLg0WHPvS3lynXmArGCRRWuldsGTFwp19UHNX+ucVoAaqCq33mXANouBIBUx ZLzyFz5jYhYQV31b6YazqMBQhbV1K1Sn8DNivZr029u/nCCfRLKAn/SqcrG7ELv6V50XNkls/hsnmnkFauQWUy9hGjXyw==

Propiedades de los fluidos Akal-501EXP	
Tipo de hidrocarburos	Aceite negro
Presión de burbuja (kg/cm <sup>2</sup> )	88.325
Temperatura yacimiento (°C)	145.5
Presión inicial (kg/cm <sup>2</sup> )	761.26

Tabla 6. Características del fluido del yacimiento del Campo Akal NW.  
(Fuente: Comisión con la información presentada por el Asignatario)

## Resultados de la prueba de presión-producción efectuada al Pozo Akal-501EXP

Los resultados interpretados de la prueba de presión-producción realizada en el Campo Akal NW por el Asignatario, se muestran en la Tabla 7. Esta información le sirvió de base para la construcción de los modelos de Pozo y yacimiento. En dicha tabla se indican las características e información interpretada.

Pozo	Yacimiento	Terminación	Intervalo	Modelo	K*h (mD*m)	K (mD)	P (kg/cm <sup>2</sup> )	S (-)	Ct (psi <sup>-1</sup> )
Akal-501EXP	JSK	Aparejo DST	4,886-4,954, 4,840-4,873, 4,730-4,775, 4,683-4,712 md	Radial definido y frontera sellante	11,197.8	33.9	716	2.8	0.00105

Tabla 7. Resultados de las pruebas de presión-producción del Campo Akal NW.  
(Fuente: Comisión con la información presentada por el Asignatario)

En la Tabla 8 se muestran los resultados de mediciones de hidrocarburos obtenidos durante las pruebas de presión-producción:

Periodo	Fecha	Duración	Estrangulador	Qo	Qg	Qw	Psup	Tsup
	(dd/mm/aaaa)	(h)	(pg)	(bd)	(MMpcd)	(bd)	(kg/cm <sup>2</sup> )	(°C)
Prueba DST	01/07/2022	5.75	32/64"	5,720*	0.49	46.00	151.90	53.00
Prueba DST	02/07/2022	4.15	40/64"	6,429*	0.66	45.00	111.50	61.00
Prueba DST	02/07/2022	4.21	48/64"	6,877*	0.56	7.00	85.60	71.00
Prueba DST	02/07/2022	4.54	-	0	-	-	-	-
Prueba DST	02/07/2022	0.24	16/64"	4,340**	-	-	-	-
Prueba DST	02/07/2022	0.27	24/64"	5,100**	-	-	-	-
Prueba DST	02/07/2022	8.09	32/64"	6,048*	2.40	216.0	145.20	72.00

\*Aforo

\*\*Estimación por volumen recibido en barco de proceso.

Tabla 8. Resultados de las mediciones de hidrocarburos efectuadas durante la prueba de presión-producción en el Pozo Akal-501EXP.

(Fuente: Comisión con la información presentada por el Asignatario)

## Modelo de yacimiento

Con la finalidad de estimar el volumen original de hidrocarburos del Campo Akal NW en el yacimiento JSK, el Asignatario generó un modelo estático por medio de la integración de la información del modelo estructural, modelo sedimentario, modelo petrofísico, así como las propiedades de fluidos del análisis PVT obtenidos en el Pozo Akal-501EXP, resultando productor de aceite negro.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 02/12/2022 03:03:54 p. m.

Sello Digital:

gCl3VJer4QpOb6VCKXKtlxQtbQHgDf2siExZpo9a4stWL0KAu0ygl8U3EqlyNBDDb19HU308y5/zODyw60p8Zmrj+PvAzVKGMnv+GPOVnIYmWcjAvohkZYYPEPhBp d2ugMo7/AeS35yE8A0wWOaRM4ZocGlb7wXAAAtRuoMsEnasbM6UF/lmYZM0oZYLg0WHPV33lynXmArGCRWuldscGTFwp19UHNX+ucVoAaqCq33mXANouBIBUx ZLzYFz5IjhYQV3lb6YazqMBQhbV1KISn8DNivZr029u/nlCCfRlKAn/SqcrG7ELv6V50XNkls/ihsmnlKFauQWUv9hGJXyww==

Posterior a la integración de los datos en el modelo estático, el Asignatario estimó los volúmenes originales de hidrocarburos en el yacimiento JSK, utilizando las propiedades de los fluidos obtenidas del análisis PVT de la muestra del Pozo Akal-501EXP, resultando en un yacimiento productor de aceite negro de 27.36 °API, con un factor volumétrico  $Bo_i = 1.47 \text{ m}^3/\text{m}^3$ , así como la relación de gas y aceite RGA de  $71 \text{ m}^3/\text{m}^3$ .

Los límites verticales del yacimiento del Campo Akal NW (ver Tabla 9 y Figura 8) fueron definidos por el Asignatario a partir de la evaluación petrofísica y de la información proporcionada por las pruebas de presión-producción en el Pozo Akal-501EXP.

Yacimiento	Zona	Límites verticales
JSK	Zona 1	El límite vertical para la zona 1 se definió de la cima del yacimiento a 4,683 mdbmr / 4,644 mvbnm hasta la cima de la zona 2 a la profundidad de 4,886 mdbmr / 4,847 mvbnm, con categoría posible asociado a los volúmenes originales.
	Zona 2	El límite vertical para la cima de la zona 2 se definió a partir de la profundidad de 4,886 mdbmr / 4,847 mvbnm hasta la base del intervalo PP-A1 de la prueba de presión producción a 4,954 mdbmr / 4,915 mvbnm definido como un límite físico, con categoría probada asociado a los volúmenes originales.

Tabla 9. Límites verticales estimados, Campo Akal NW.  
(Fuente: Comisión con la información presentada por el Asignatario)

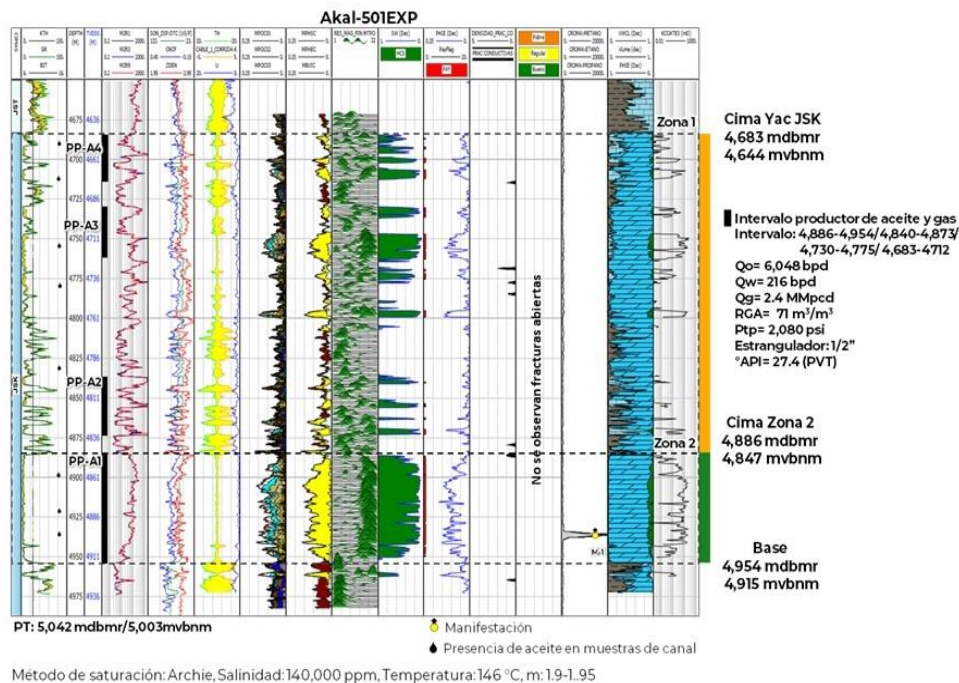


Figura 8. Límites verticales del yacimiento JSK en el Campo Akal NW.  
(Fuente: Información presentada por el Asignatario)

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 02/12/2022 03:03:54 p. m.

Sello Digital:

gCl3VJer4QpOb6VCKXKtIxQtbQHgDf2siExZpo9a4stWL0KAu0ygl8U3EqlyNBDDb19HU3O8y5zODyw60p8Zmrj+PvAzVKGMnv+GPOVhYmWcjAvohkZYYPEPhBp d2ugMo7/AeS35yE8A0wW0aRM4ZoG1qb7wXAAtRuoMsEnasbM6UF/ImYZM0oZYLg0WHPvS3lynXmArGCRWuldscGTFwP19UHNX+ucVoAaqCq33mXANouBIBuX ZLzYFz5jYhQV3l6bYazqMBQhbV1KISn8DNivIZr029u/nlCCfRLKAn/SqcrG7ELv6V50XNklS/ihsmnIKFauQWUv9hGJXyw==

Como parte de la evaluación del Descubrimiento el Asignatario realizó el estudio de caracterización de yacimientos y con los resultados de la integración del modelo sísmico, sedimentario y petrofísico en el modelo geológico integral tridimensional, estimó volúmenes originales de aceite de 176.47 MMB y 41.71 MMMpc de gas, presentados en la Tabla 10.

Reserva	Tipo de hidrocarburo	Área (km <sup>2</sup> )	Porosidad (%)	Sw (%)	Hn (m)	Boi (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	RGA (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	Volumen Original	
								Aceite (MMb a CA)	Gas (MMMpc a CA)
1P	Aceite negro	3.1	9.9	14.1	52.07	1.1351	42.1	77.30	18.27
2P	Aceite negro	5.1	9.4	14.9	48.87			111.04	26.25
3P	Aceite negro	10.4	8.4	15.5	43.23			<b>176.47</b>	<b>41.71</b>

Tabla 10. Volúmenes originales de hidrocarburos estimados del Campo Akal NW.  
(Fuente: Comisión con la información presentada por el Asignatario)

El Asignatario después de elaborar el modelo geocelular del yacimiento realizó la distribución de las propiedades petrofísicas, con lo cual define y controla las características del yacimiento cuantitativamente, con base en las evaluaciones petrofísicas.

Estos límites del yacimiento y la distribución de las categorías de reservas preliminares asociadas a volumen original de hidrocarburos se muestran en la sección y configuración estructural de Figura 9.

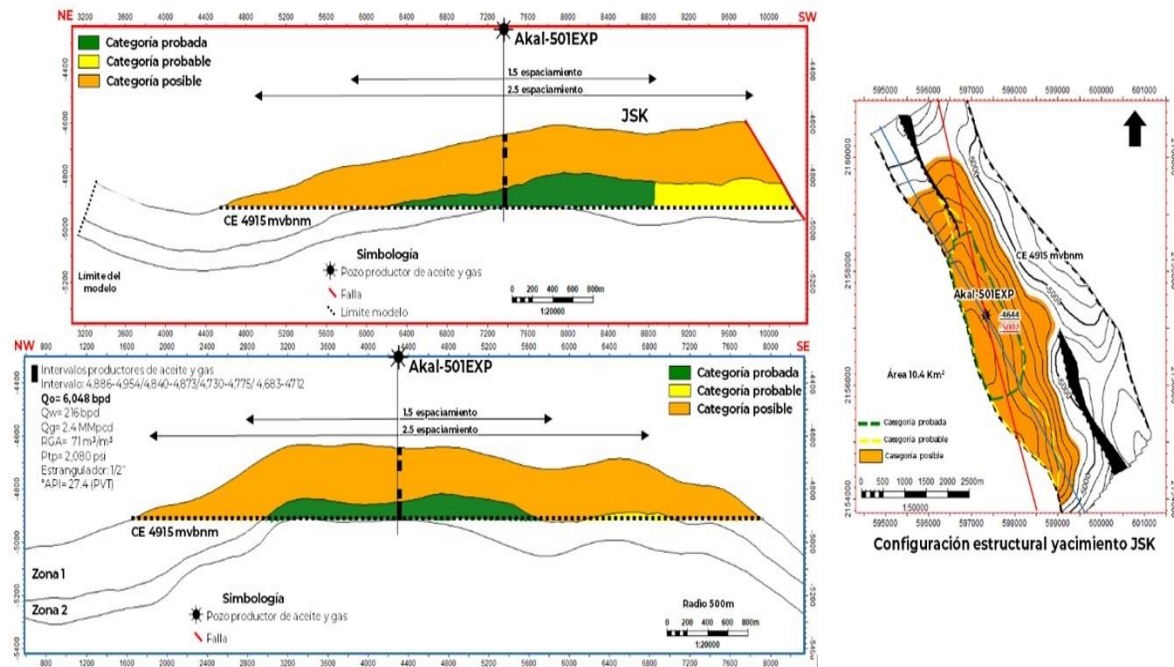


Figura 9. Sección estructural mostrando los límites verticales y areales en el yacimiento JSK.  
(Fuente: Información presentada por el Asignatario)

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 02/12/2022 03:03:54 p. m.

Sello Digital:

gCl3VJer4QpOb6VCKXKtlxQtbQHgDf2siExZpo9a4stWL0KAu0ygl8U3EqlyNBDDb19HU3O8y5zODyw60p8Zmrj+PvAzVKGMnv+GPOVhIYmWcjAvohkZYYPEPhBP d2ugMo7/AeS35yE8A0wW0aRM4ZocG1qb7wXAAtRuoMsEnasbM6UF/ImYZM0oZYLg0W/hpVS3lynXmArGCRWuldscGTFwp19UHNX+ucVoAaqCq33mXANouBIBUX ZLzyFz5jyhYQV3lb6YazqMBQhbVlKISn8DNivZr029u/nlCCfRLKAn/SqcrG7EL6V50XNklS/ihsmnKfFauQWUv9hGJXyw==

Cabe destacar que el Campo Akal NW se encuentra muy cercano a los Campos Akal y Bacab, derivado de esto, el Asignatario observó que el polígono de Asignación correspondiente a dichos campos se traslapa en la porción NW y SE con el área del yacimiento del Campo Akal (Figura 10), por lo que el Asignatario discrimina el área y el volumen asociado a ésta quedando un área de 8.7 Km<sup>2</sup>, cuyos volúmenes originales se muestran en la Tabla 11.

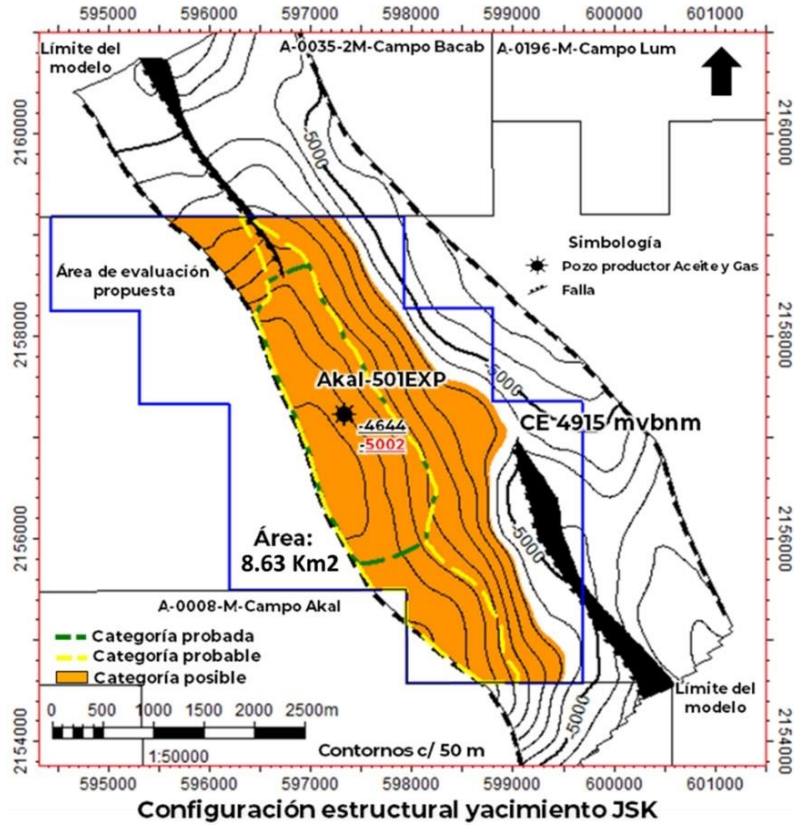


Figura 10. Configuración estructural cima del yacimiento JSK.  
(Fuente: Información presentada por el Asignatario)

Reserva	Tipo de hidrocarburo	Área (km <sup>2</sup> )	Porosidad (%)	Sw (%)	Hn (m)	Boi (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	RGA (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	Volumen Original	
								Aceite (MMb a CA)	Gas (MMMpc a CA)
1P	Aceite negro	3.1	9.9	14.1	52.07	1.1351	42.1	77.30	18.27
2P	Aceite negro	4.6	9.6	14.7	49.74			102.77	24.29
3P	Aceite negro	8.7	8.5	15.2	47.25			<b>163.07</b>	<b>38.54</b>

Tabla 11. Volúmenes originales de hidrocarburos estimados del Campo Akal NW con la reducción propuesta.  
(Fuente: Comisión con la información presentada por el Asignatario)

Asimismo, la Comisión observa que, a partir de la información presentada por PEP en el Informe de Evaluación, es suficiente para sustentar las dimensiones y extensión del

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 02/12/2022 03:03:54 p. m.

Sello Digital:

gCl3VJer4QpOb6VCKXKtlxQtbQHgDf2siExZpo9a4stWL0KAu0ygl8U3EqlyNBDDb19HU308y5/zODyw60p8Zmrj+PvAzVKGMnv+GPOVhYmWcjAvohkZYYPEhBP d2ugMo7/AeS35yE8A0wWoARm4ZoG1qb7wXAATRuoMsEnasbM6UF/lmYZM0oZYLg0WHPvS3lynXmArGCRWuldscGTFwp19UHNX+ucVoAaqCq33mXANouBIBUx ZLzYFzSjYhYQv3lb6YazqMBQhbV1KISn8DNivZr029u/nlCCfRlKAn/SqcrG7ELv6VS0XNkls/ihsmnIKFauQWUv9hGJXyw==

yacimiento JSK, volumen original de hidrocarburos y su potencial productivo, lo cual fue manifestado al Asignatario mediante oficio 240.1878/2022 de fecha 17 de noviembre del 2022.

Sin embargo, si bien dichos estudios y actividades dan un cierto nivel de certidumbre de las dimensiones y extensión del yacimiento, es necesario que PEP continúe con las actividades que le permitan actualizar sus modelos estático y dinámico para tener aún mayor certidumbre de las condiciones y características del yacimiento.

### c) ACTIVIDADES Y METAS FÍSICAS

De acuerdo con la información presentada en el Programa Propuesto, el Asignatario contempla la ejecución de la actividad física, inversión y gastos de operación mostrados en la Tabla 12 con fecha de inicio a partir de noviembre de 2022.

Concepto	Nov. 2022	Dic. 2022	Ene. 2023	Feb. 2023	Mar. 2023	Abr. 2023	May. 2023	Jun. 2023	Jul. 2023	Ago. 2023	Sep. 2023	Oct. 2023	Total
<b>Perforación</b> (Número)	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0	<b>2</b>
<b>Terminación</b> (Número)	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0	<b>2</b>
<b>RMA</b> (Número)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	<b>0</b>
<b>RME</b> (Número)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	<b>0</b>
<b>Plataforma</b> (Número)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	<b>0</b>
<b>Ductos</b> (Número)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	<b>0</b>
<b>Inversión</b> (MMUSD)	13.47	12.75	16.95	21.64	15.99	15.99	11.22	5.57	5.57	5.57	7.91	7.91	<b>140.5</b>
<b>Gastos de Op.</b> (MMUSD)	0.17	0.66	0.65	0.62	0.88	0.88	0.89	1.10	1.09	1.09	1.06	1.10	<b>10.18</b>

Tabla 12. Actividades físicas y costos contemplados en el Programa Propuesto.  
(Fuente: Comisión con la información presentada por el Asignatario)

A continuación, se presentan los pronósticos de producción contemplados en el Programa Propuesto, Tabla 13 y Figuras 11 y 12.

Concepto	Nov. 2022	Dic. 2022	Ene. 2023	Feb. 2023	Mar. 2023	Abr. 2023	May. 2023	Jun. 2023	Jul. 2023	Ago. 2023	Sep. 2023	Oct. 2023	Total
Prod. Aceite (Mbd)	1.174	4.403	4.358	4.574	5.910	6.067	5.951	7.590	7.339	7.339	7.339	7.339	
<b>Np (MMb)</b>	<b>0.035</b>	<b>0.136</b>	<b>0.135</b>	<b>0.128</b>	<b>0.183</b>	<b>0.182</b>	<b>0.184</b>	<b>0.228</b>	<b>0.228</b>	<b>0.228</b>	<b>0.220</b>	<b>0.228</b>	<b>2.11</b>
Prod. de gas (MMpcd)	0.269	1.007	0.997	1.046	1.352	1.388	1.361	1.736	1.679	1.679	1.679	1.679	
<b>Gp (MMMpc)</b>	<b>0.008</b>	<b>0.031</b>	<b>0.031</b>	<b>0.029</b>	<b>0.042</b>	<b>0.042</b>	<b>0.042</b>	<b>0.052</b>	<b>0.052</b>	<b>0.052</b>	<b>0.050</b>	<b>0.052</b>	<b>0.48</b>

Tabla 13. Actividades físicas y costos contemplados en el Programa Propuesto.  
(Fuente: Comisión con la información presentada por el Asignatario)

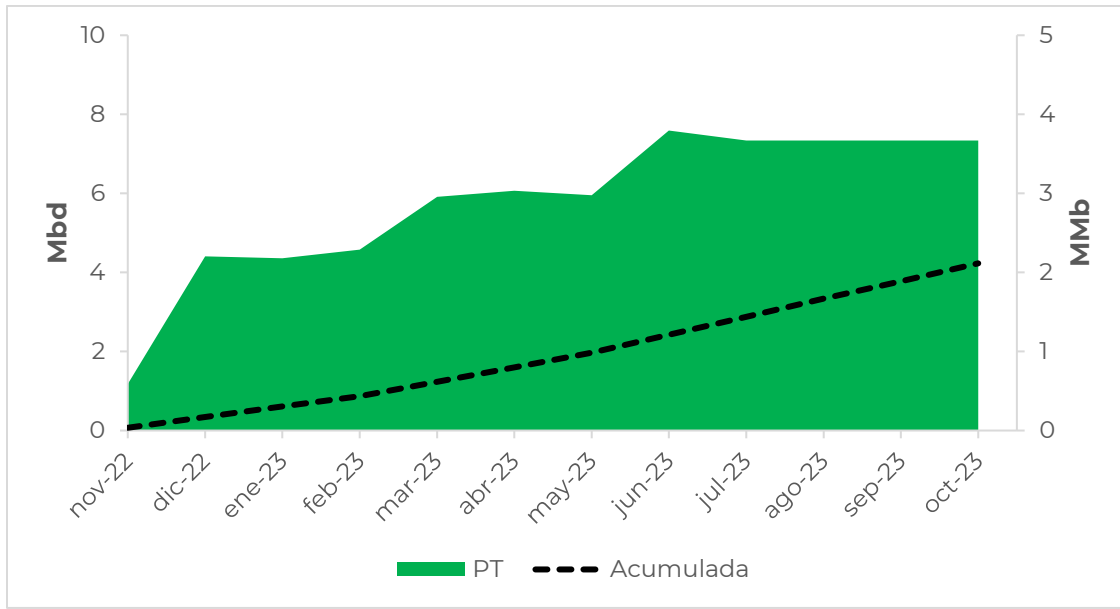


Figura 11. Pronóstico de producción de aceite del Programa Propuesto. (Fuente: Comisión con la información presentada por el Asignatario)

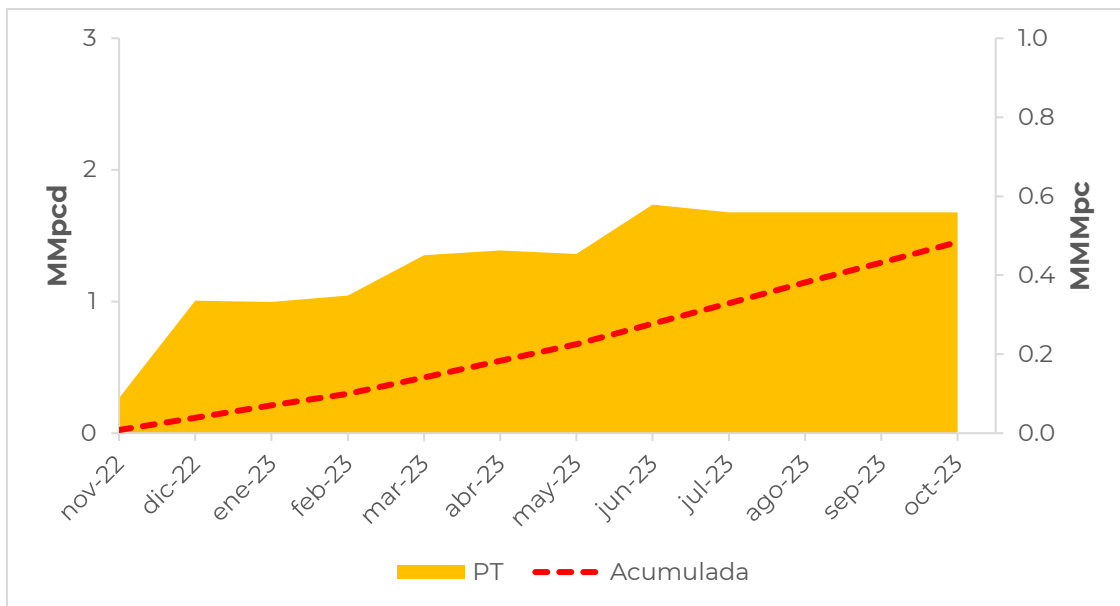


Figura 12. Pronóstico de producción de gas del Programa Propuesto. (Fuente: Comisión con la información presentada por el Asignatario)

Cabe destacar que los pronósticos de producción estimados son promedios mensuales que ya contemplan el periodo de días sin producción en lo que se realiza el trasiego de los hidrocarburos líquidos y agua en el barco de proceso hacia la instalación Complejo Akal-L y el gas producido se enviará a quema controlada en el barco de proceso durante

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 02/12/2022 03:03:54 p. m.

Sello Digital:

gCl3VJer4QpOb6VCKXKtlxQtbQHgDf2siExZpo9a4stWLOKAu0ygl8U3EqlNBDDb19HU3O8y5/zODyw60p8Zmrj+PvAzVKGMnv+GPOVhIYmWcjAvohkZYYPEPhBP  
d2ugMo7/AeS35yE8A0wWOaRM4ZoG1qb7wXAAATRuoMsEnasbM6UF/lmYZM0oZYLg0WHPV53lynXmArGCRWuldscGTFwp19UHNX+ucVoAaqCq33mXANouBIBux  
ZLzYFzSjYhYQV3lb6YazqMBQhbV1KISn8DNivZr029u/nlCCfRLKAn/SqcrG7ELv6V50XNkls/ihsmnIKFauQWUv9hGJXyw==

el periodo del Programa Propuesto, por lo que el Asignatario no considera la comercialización del mismo.

### Perforación de Pozos

Durante la ejecución del Programa Propuesto se contempla la perforación de 2 Pozos de Desarrollo direccionales a no más de 2 espaciamentos del Pozo Descubridor Akal-501EXP, lo anterior con un solo Pozo Tipo denominado "I", que tienen como objetivo el yacimiento del JSK, cuenta con 5 etapas de perforación y terminación sencilla en agujero entubado con aparejo de 3 1/2". La Figura 13 muestra el estado mecánico de dicho Pozo Tipo y la Tabla 14 el cronograma de perforación de las localizaciones contempladas.

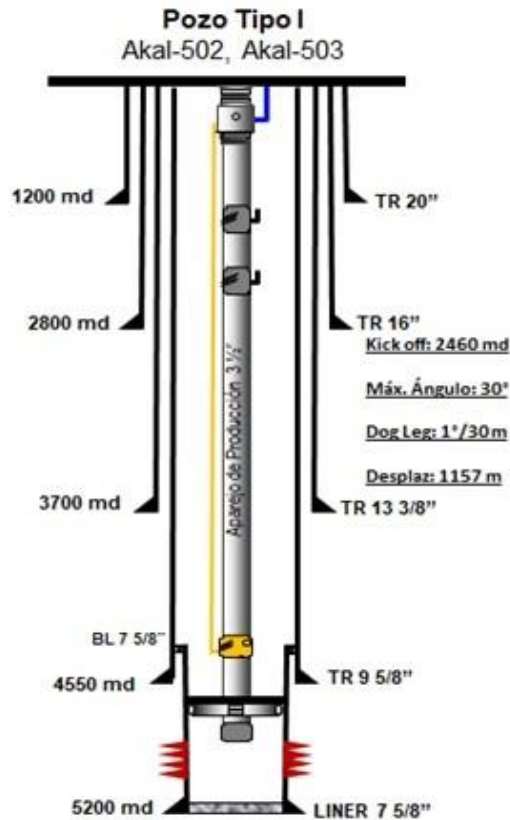


Figura 13. Pozo Tipo contemplado para el Campo Akal NW.  
(Fuente: Información presentada por el Asignatario)

Pozo	Inicio de Perforación	Fin de Terminación	Longitud Oeste (Superficie)	Latitud Norte (Superficie)	Longitud Oeste (Objetivo)	Latitud Norte (Objetivo)
Akal-502	01/dic/2023	28/feb/2023	-92.0724547	19.5074979	-92.0744609	19.5002819
Akal-503	03/mar/2023	31/may/2023	-92.0724323	19.5075417	-92.0690252	19.4993241

Tabla 14. Pozos programados a perforar en el Campo Akal NW.  
(Fuente: Comisión con la información presentada por el Asignatario)

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 02/12/2022 03:03:54 p. m.

Sello Digital:

gCl3VJer4QpOb6VCKXKtlxQtbQHgDf2siExZpo9a4stWLOKAu0ygl8U3EqlyNBDDb19HU3O8y5/zODyw60p8Zmrj+PvAzVKGMnv+GPOVnIYmWcjAvohkZYYPEPhBP  
d2ugMo7/AeS35yE8A0wWOaRM4ZoG1qb7wXAAATRuoMsEnasbM6UF/ImYZM0oZYLg0WWhpVS3lynXmArGCRWuldscGTFwp19UHNX+ucVoAaqCq33mXANouBIBU  
ZLzyFzSijhYQV3lb6YazqMBQhbV1KISn8DNivZr029u/nlCCfRLKAn/SqcrG7ELv6VS0XNkls/ihsmnIKFauQWUv9hGJXyww=



## Ductos e infraestructura

El Asignatario manifiesta que requiere realizar la construcción e instalación de una plataforma tipo Estructura Ligera Marina (ELM) y construcción y tendido de un oleogasduto de 16" x 0.25 Km de longitud que transfiera la producción al Centro de Producción Akal-L.

Sin embargo, dichas obras se contemplan culminar en un periodo posterior a la vigencia del Programa Propuesto, por lo tanto, no se consideran como meta física para la presente propuesta.

## Toma de información o estudios

Para la toma de información del Campo Akal NW, en el Programa Propuesto se consideran: pruebas de presión-producción, registros de presión de fondo cerrado y fluyentes, registros de saturación de hidrocarburos, muestras PVT, núcleos de fondo y/o de pared del yacimiento. Adicionalmente se considera la actualización del modelo estático y la construcción de un modelo de simulación con actualización periódica.

## d) PROGRAMA DE INVERSIONES

En la Tabla 15 se presenta el detalle del Programa de Inversiones incluido como parte de la solicitud de aprobación del Programa Propuesto presentado por el Asignatario, desglosado por "Actividad" y "Sub-Actividad", de conformidad con lo establecido en los Lineamientos.

El Programa de Inversiones del Programa Propuesto contempla la erogación de 150.68 millones de dólares que corresponden a la Actividad Petrolera de Desarrollo y Producción, distribuidos en 10.18 millones de dólares de gasto de operación y 140.50 en inversión.

Actividad Petrolera	Sub-actividad Petrolera	Monto (MMUSD)
Desarrollo	Construcción Instalaciones	40.83
	General	10.18
	Perforación de Pozos	76.72
Producción	General	2.39
	Operación de Instalaciones de Producción	20.57
<b>Total general</b>		<b>150.68</b>

Tabla 15. Desglose del Costo Total del proyecto (MMUSD)  
(Fuente: Información presentada por el Asignatario)

Notas:

Las sumas pueden no coincidir con los totales por cuestiones de redondeo.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 02/12/2022 03:03:54 p. m.

Sello Digital:

gCl3VJer4QpOb6VCKXKtlxQtbQHgDf2siExZpo9a4stWL0KAu0ygl8U3EqlYNBDDb19HU3O8y5/zODyw60p8Zmrj+PvAzVKGMnv+GPOVnIYmWcjAvohkZYYPEPhBPd2ugMo7/AeS35yE8A0wWOaRM4ZocGlb7wXAAAtRuoMsEnasbM6UF/ImYZM0oZYLg0WHPvS3lynXmArGCRWuldscGTFwp19UHNX+ucVoAaqCq33mXANouBIBUxZLzYfzSjJhYQV3lb6YazqMBQhbV1KISn8DNiv1Zr029u/nlCCfRLKAn/SqcrG7ELv6V50XNkls/ihsmlnKFauQWUv9hGJXyww=

## Consistencia de la información de la solicitud de aprobación

Derivado del análisis de la información presentada por el Asignatario se identificó que el Programa de Inversiones presentado es consistente con las actividades físicas contempladas en el Programa Propuesto.

## Conclusión del Programa de Inversiones

Se concluye que la información presentada es congruente con las metas físicas del Programa Propuesto, asimismo el Programa de Inversiones fue presentado de conformidad con los Lineamientos.

### e) MEDICIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS

La filosofía del Programa Propuesto considera que la producción de los Pozos Akal-501EXP, Akal-502 y Akal-503, fluirán hacia el Barco de Proceso ECO III, donde el proceso de trasiego de la producción se realizará cada vez que el barco alcance el total de su capacidad y se continuará repitiendo a lo largo del periodo del Programa Propuesto, del barco ECO III hacia el Centro de Proceso Akal-L, donde se realizarán los procesos de separación, bombeo y medición de los hidrocarburos líquidos, para el gas se realizará la destrucción controlada dentro del barco de proceso. La producción de Petróleo será enviada al Centro de Proceso Akal-L para posteriormente ser enviada por medio del oleoducto de 20" x 2.9 km al Centro de Proceso Akal-N para luego ser incorporada a la corriente que se envía al oleoducto de 20" x 2.0 km al cabezal de recolección en la Plataforma Akal-J Enlace y hacia la Terminal Marítima Dos Bocas (en adelante TMDB) vía plataforma de rebombeo por el oleoducto de 36" x 160.5 km para su posterior envío al Centro Comercializador de Crudo Palomas (en adelante C.C.C. Palomas).

El Asignatario presenta como parte de la aprobación al Programa Propuesto de la Asignación, de conformidad con lo establecido en el artículo 42 Bis de LTMMH y en lo expuesto en este, la propuesta de Puntos de Medición provisional propuestos para la cuantificación de los hidrocarburos líquidos, de los Pozos del Campo Akal NW.

De acuerdo con el análisis y la evaluación realizada a la información presentada por el Asignatario, respecto a la propuesta de los Puntos de Medición provisional de Petróleo utilizando los sistemas de medición ubicados en la TMDB identificados con el TAG SM-100 y SM-200 con tecnología tipo turbina y los sistemas de medición ultrasónicos con TAG de identificación PA-100, PA-200 y PA-300 ubicados en el C.C.C. Palomas, todos propiedad de Pemex Exploración y Producción, donde se establece que es técnicamente viable la determinación del volumen y calidad de los Hidrocarburos líquidos a producir, durante la vigencia del Programa Propuesto de la Asignación.

Por lo anterior y de acuerdo con la información presentada por el Asignatario dentro de la propuesta de los Puntos de Medición provisional para Petróleo está solo se evaluó para los Pozos Akal-501EXP, Akal-502 y Akal-503, en los términos establecidos en el artículo 42 Bis. de los LTMMH, el cual menciona lo siguiente:

26

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 02/12/2022 03:03:54 p. m.

Sello Digital:

gCl3VJer4QpOb6VCKXKtlxQtbQHgDf2siExZpo9a4stWL0KAu0ygl8U3EqlyNBDDb19HU308y5/zODyw60p8Zmrj+PvAzVKGMnv+GPOVnIYmWcjAvohkZYYPEPhBPd2ugMo7/AeS35yE8A0wWOaRM4ZoG1qb7wXAAAtRuoMsEnasbM6UF/ImYZM0oZYLg0WHPvS3lynXmArGCRWuldscGTFwp19UHNX+ucVoAaqCq33mXANouBIBUXZLzyFzSjJhYQv3lb6YazqMBQhbV1KISn8DNivZr029u/nlCCfcRLKAn/SqcrG7ELv6VS0XNkls/ihsmnIKFauQWUv9hGJXyww==

**“Artículo 42 Bis. Del Punto de Medición provisional.** *Tratándose de Asignaciones y Contratos cuyos campos se encuentren en Producción al momento de su suscripción o sean susceptibles de iniciar Producción previo a la implementación de los Mecanismos de Medición y Puntos de Medición incluyendo aquellos que se desarrollen en un Programa de Evaluación así como los derivados de un proceso de migración, de licitación o bien de producción temprana, conforme a los planes o programas respectivos, el Operador Petrolero, deberá presentar a consideración de la Comisión, dentro del plan o programa correspondiente, una propuesta de Punto de Medición provisional por tipo de Hidrocarburo, a efecto de iniciar o continuar la Producción respectiva.*

*En su caso, la propuesta de Punto de Medición provisional deberá contener, cuando menos, lo siguiente:*

- I. Identificación y ubicación** del Punto de Medición provisional por tipo de Hidrocarburo;
- II. El Responsable Oficial**, quien deberá contar con las competencias acordes con la propuesta del Operador Petrolero y cumplir con lo previsto en el artículo 9 de los presentes Lineamientos;
- III. El mecanismo, sistema, procedimiento o acuerdo** con algún Operador Petrolero para llevar a cabo la **medición, determinación o asignación del volumen, calidad y precio** por cada tipo de Hidrocarburo, y
- IV. El programa de Diagnósticos** a realizar durante la implementación del Punto de Medición provisional.”

Por lo que, de acuerdo con lo anterior, la Comisión verificó la suficiencia y la congruencia de la propuesta de los Puntos de Medición provisional de Petróleo y Gas correspondientes de los Pozos del Campo Akal NW propuestos, con base en lo siguiente:

## **I. Identificación y ubicación de los Puntos de Medición provisional por tipo de Hidrocarburo**

### **a) Identificación**

Como parte de su solicitud, el Asignatario pone a consideración de esta Comisión para su aprobación los **Puntos de Medición provisional de Petróleo**, los cuales estarán ubicados en los sistemas de medición tipo turbina con TAG de identificación SM-100 y SM-200 de 8” y 12” de diámetro dentro de la TMDB y los sistemas de medición tipo ultrasónico con TAG de identificación PA-100, PA-200 y PA-300 de 8” y 10” de diámetro ubicados en el C.C.C. Palomas, todos propiedad de Pemex Exploración y Producción, y con los cuales se llevará a cabo la cuantificación de volumen y determinación de calidad del petróleo proveniente de las Pruebas programadas, con fines comerciales.

El manejo y medición del Petróleo se llevará a cabo únicamente para la producción obtenida de los Pozos de la Asignación, por lo que para efectuar la determinación del volumen y calidad de los hidrocarburos a producir deberán ser cuantificados únicamente en los Puntos de Medición provisional propuestos.

Mientras que la medición operacional de los Pozos se realizará en el Barco de Proceso ECO III, donde se llevará a cabo el almacenamiento y posterior trasiego de la producción de hidrocarburos en la fase líquida. La mezcla multifásica de dichos Pozos será enviada a la Planta de Proceso del barco para medir y almacenar el aceite y agua mientras que el gas producido será enviado a quema controlada. Dentro del barco de proceso se tienen sistemas de medición tipo V-Cone de 4" de diámetro para la medición de aceite, gas y agua y un adicional másico tipo Coriolis.

Una vez cuantificado el Petróleo en los Puntos de Medición provisional será entregado al comprador, tal como se presenta a continuación:

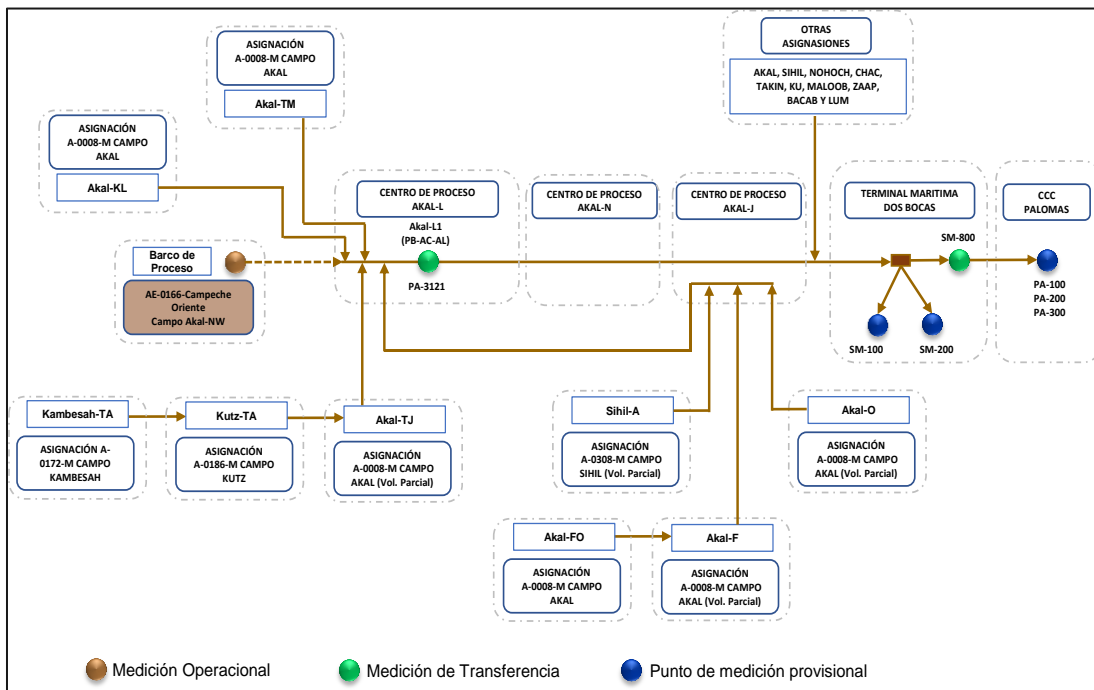


Figura 14. Diagrama esquemático, identificación de Punto de Medición Provisional de Petróleo para el Programa Propuesto del Campo Akal NW. (Fuente: Información presentada por el Asignatario)

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 02/12/2022 03:03:54 p. m.

Sello Digital:

gCl3VJer4QpOb6VCKXKtlxQtbQHgDf2siExZpo9a4stWL0KAu0ygl8U3EqlyNBDDb19HU308y5/zODyw60p8Zmrj+PvAzVKGMnv+GPOVnIYmWcjAvohkZYYPEPhBp d2ugMo7/AeS35yE8A0wWOaRM4ZocG1qb7wXAAatRuoMsEnasbM6UF/ImYZM0oZYLg0WHPvS3lynXmArGCRWuldscGTFwp19UHNX+ucVoAaqCq33mXANouBIBuX ZLzYfzSjJhYQV3lb6YazqMBQhbV1KISn8DNivZr029u/nlCCfRLKAn/SqcrG7ELv6VSOXNkls/ihsmnIKFauQWUv9hGJXyww==

## b) Ubicación

En cuanto a la ubicación de los Puntos de Medición provisional propuestos, el Asignatario presentó las coordenadas geográficas donde se ubican los Puntos de Medición provisional para Petróleo de los Pozos de la Asignación, las cuales se muestran a continuación en la Tabla 16.

Punto de Medición provisional	Tag	Latitud	Longitud
Terminal Marítima Dos Bocas	SM-100 y SM-200	18.439925	-93.1730961
Centro Comercializador de Crudo Palomas	PA-100, PA-200 y PA-300	18.07655068	-94.29820576

Tabla 16. Coordenadas de los Puntos de Medición provisional de Petróleo.  
(Fuente: Información presentada por el Asignatario)

## II. Responsable Oficial

Como parte de la propuesta del Punto de Medición provisional de Petróleo, y de conformidad con lo establecido en el artículo 42 Bis., fracción II de los LTMMH la propuesta deberá de contener entre otras cosas, el Responsable Oficial, quien deberá contar con las competencias acordes con la propuesta de Puntos de Medición provisional y cumplir con lo establecido en el artículo 9 de los LTMMH.

Por lo anterior, el Asignatario presentó la información de los datos generales y oficio de designación de Responsable Oficial, lo cual es correspondiente a lo estipulado en el artículo 9, de los LTMMH, mediante el cual se designa al Administrador del Activo de Producción Cantarell, como Responsable Oficial de la Medición de la producción de los Hidrocarburos, es importante señalar que los datos del Responsable Oficial fueron entregados a esta Comisión y se encuentran bajo resguardo de ésta, además de acreditar que se cuenta con las competencias técnicas acordes con la propuesta de los Puntos de Medición provisional de Petróleo de los Pozos de la Asignación.

## III. Mecanismo, sistema, procedimiento o acuerdo con algún Operador Petrolero para llevar a cabo la medición, determinación o asignación del volumen, calidad y precio por cada tipo de Hidrocarburo.

El Asignatario presenta como parte de la solicitud de aprobación al Programa Propuesto asociado al Campo Akal NW, de conformidad con lo establecido en el artículo 42 Bis de los LTMMH, la propuesta del Punto de Medición provisional de aceite para la determinación, asignación y calidad provenientes del Campo Akal NW.

El manejo y medición de los hidrocarburos líquidos y gaseosos producidos por el Campo Akal NW serán enviados al Barco de Proceso ECO III, en el cual el fluido multifásico se separará para medir y almacenar el aceite y agua para su posterior

trasiego al C.P. Akal-L, mientras que el gas producido, después de ser medido, será enviado a quema controlada en el mismo barco de proceso.

El Asignatario propone para la medición de los hidrocarburos producidos por el Campo Akal NW, el “Procedimiento de medición volumétrica del hidrocarburo líquido y gas en los sistemas de medición de tipo operacional, referencial, transferencia y fiscal”, el cual considera para la cuantificación del hidrocarburo líquido las mediciones en los Puntos de Medición provisional de Petróleo ubicados en el C.C.C Palomas y en la TMDB, la medición de transferencia se realizará en Akal-L1. y en la TMDB y, por último, la medición operacional se realizará en el barco de proceso mediante un separador y la corriente líquida será cuantificada diariamente mediante un medidor tipo v-cone y másico. Por su parte, los hidrocarburos gaseosos obtenidos mediante el proceso de separación en el barco de proceso serán cuantificados diariamente mediante un medidor tipo v-cone para su posterior destrucción controlada en la misma instalación.

Con relación a la medición del agua, la determinación de valores de porcentaje de agua presente en la producción de líquidos integrada por diferentes corrientes obtenida en la instalación Akal-L1 se mide con instrumentos instalados en el sistema de medición PA-3121. Una vez medido el volumen de líquido en la instalación Akal-L1 se dirige hacia los tanques de almacenamiento de la TMDB donde se realizará la medición de niveles utilizando como instrumento de medición la cinta metálica métrica. Posteriormente, el agua congénita proveniente de la deshidratación del crudo es enviada a la Planta de Tratamiento de Aguas Congénitas para después ser inyectada a los Pozos de captación DB-1, DB-2, DB-3, DB-4, DB-5 y DB-6.

Asimismo, el Asignatario presenta el “Procedimiento para la determinación de la participación volumétrica del hidrocarburo líquido y gaseoso en los sistemas de medición de tipo operacional, referencia, transferencia y fiscal”, en el cual la asignación de la producción de hidrocarburos líquidos y gaseosos se sustenta en las mediciones de tipo operacional, referencia, transferencia y fiscal considerando la aportación volumétrica de cada una de estas mediciones de acuerdo con su incertidumbre de medida asociada. Es importante señalar que en la instalación Akal-L1 confluye la producción de varias Asignaciones, por lo cual el Asignatario considera la aplicación del prorrateo, distribución proporcional de un volumen de hidrocarburos en numerosas partes, para la asignación de los volúmenes de hidrocarburos líquidos pertenecientes al Campo Akal NW.

Respecto al balance de gas, el Asignatario documenta que la totalidad de los hidrocarburos gaseosos producidos por el campo Akal NW serán enviados a destrucción controlada en el barco de proceso. Lo anterior, ya que no se cuenta con la infraestructura necesaria (plataforma y ducto) para transportar la producción del campo Akal NW en mezcla multifásica hacia el C.P. Akal-L.

Con relación a la calidad de los hidrocarburos, el Asignatario menciona que la frecuencia para determinar la calidad a nivel asignación será de forma mensual tanto para los hidrocarburos líquidos como para los hidrocarburos gaseosos. La

30

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 02/12/2022 03:03:54 p. m.

Sello Digital:

gCl3VJer4QpOb6VCKXKtXQtbQHgDf2siExZpo9a4stWLOKAu0ygl8U3EqlNBDDb19HU3O8y5/zODyw60p8Zmrj+PvAzVKGMnv+GPOVhIYmWcjAvohkZYYPEPhBP  
d2ugMo7/AeS35yE8A0wWOaRM4ZocG1qb7wXAAAtRuoMsEnasbM6UF/ImYZM0oZYLg0WHPvS3lynXmArGCRWuldscGTFwp19UHNX+ucVoAaqCq33mXANouBIBU  
ZLzYfz5jYhYQV3lb6YazqMBQhbV1KISn8DNivZr029u/nlCCfcRLKAn/SqcrG7ELv6VS0XNkls/ihsmnIKFauQWUv9hGJXyww=

toma de muestra para determinar la calidad de los hidrocarburos líquidos y gaseosos a nivel asignación será en el barco de proceso utilizando la práctica ASTM D 4057 y GPA 2166, respectivamente. Por su parte, el análisis de calidad de hidrocarburos líquidos en el Punto de Medición provisional será diariamente.

Por lo anterior, esta Comisión revisó y analizó la información entregada por el Asignatario correspondiente al artículo 42 Bis de los LTMMH, y concluye que los procedimientos propuestos para realizar la medición, determinación y asignación de la producción, así como la determinación de la calidad del aceite y gas cuentan con los elementos necesarios para poder llevar a cabo dichos procesos.

#### IV. Programa de Diagnósticos

El Asignatario presentó el programa de implementación de diagnósticos asociado a los sistemas de medición propuestos como Puntos de Medición provisional de Petróleo y Gas de los Pozos del Campo Akal NW cumpliendo con lo establecido en los LTMMH.

#### f) COMERCIALIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN

La estrategia comercial del Asignatario con respecto al Petróleo crudo tiene como prioridad satisfacer el requerimiento del Sistema Nacional de Refinación (en adelante, SNR) en donde su dieta consta de crudo tipo Maya y crudo tipo Istmo, esta comercialización se realiza a través de contratos de compraventa con la Subsidiaria Pemex Transformación Industrial; así mismo si existen excedentes de producción de crudo acondicionado y en especificaciones de calidad, estos volúmenes se exportan a través de Petróleos Mexicanos Internacional.

Para el gas húmedo producto de la separación y estabilización, se señala que este no será aprovechado, por lo que se destruirá de forma controlada en el barco de proceso. El aceite producido en el Área de Asignación tiene una calidad que ronda en los 27.6 °API, sin embargo, como se mencionó anteriormente, éste se empleará en las dietas de elaboración de las mezclas de crudo que se realizan en el SNR, las cuales contienen las siguientes especificaciones para su Exportación y Refinación:

Análisis típico del Crudo "MAYA"

°API	21.0 – 22.0
Viscosidad (SSU100F)	356
Agua y Sedimento (%vol)	0.5
Azufre (%peso)	3.4
PVR (lb/in)	5.15
Punto de escurrimiento (F)	-25
Salinidad (lb/1000 bbl)	50
Temperatura (F)	110 - 122

Análisis típico del Crudo "ISTMO"	
°API	32.0 – 33.0
Viscosidad (SSU100F)	55
Agua y Sedimento (%vol)	0.5
Azufre (%peso)	1.8
PVR (lb/in)	5.75
Punto de escurrimiento (F)	-35
salinidad (lb/1000 bbl)	50
Temperatura (F)	90 - 105

Tabla 17. Especificaciones de las mezclas de crudo que se realizan en el SNR.  
(Fuente: Información presentada por el Asignatario)

En cuanto a los puntos de medición fiscal del aceite, el Operador señala que estos se ubicarán en el C.C.C Palomas y la TMDB.

Por otro lado, al objeto de realizar la comercialización, los escenarios de precios de Hidrocarburos líquidos de largo plazo se definen considerando la información disponible en el momento de su emisión. La metodología empleada por el Operador parte de la proyección de precios de un crudo marcador, como el Brent Dated o West Texas Intermediate.

En virtud de lo anterior, los precios de cada tipo de Petróleo que componen la canasta mexicana de crudos de exportación se obtienen tomando en cuenta el diferencial histórico entre el precio de cada uno de ellos y los marcadores referidos en el párrafo anterior, incluyendo un ajuste en su comportamiento por las estimaciones de diferentes analistas del mercado.

La tarifa de transporte por concepto de Logística es la tarifa ponderada por los puntos de venta y considera lo facturado por PEP por los servicios prestados por las Empresas Productivas Subsidiarias, resultando en una tarifa ponderada de 1.15<sup>1</sup> [USD/bbl] para el aceite.

Por lo anteriormente expuesto, se considera que, con la información proporcionada por el Operador, se da cumplimiento al numeral 3.1.5 de los Lineamientos al ser consistente con la filosofía de operación del Operador, considerando la infraestructura disponible y el aporte de producción para la elaboración de las mezclas mexicanas de exportación.

### Opinión de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público

Con base en los artículos 5 y 42 Ter de los LTMMH se solicitó la opinión de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público con relación a la ubicación del Punto de Medición provisional de Petróleo mediante el Oficio 250.1439/2022 de fecha 03 de noviembre de 2022, respectivamente a lo cual mediante Oficio 352-A-I-172 con fecha del 04 de noviembre de

<sup>1</sup> Es importante reiterar que las tarifas señaladas son estimadas y preliminares, pues se encuentran a la espera de la revisión y validación u autorización por parte del Órgano Regulador correspondiente, así como al interior de Petróleos Mexicanos.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 02/12/2022 03:03:54 p. m.

Sello Digital:

gCl3VJer4QpOb6VCKXKtlxQtbQHgDf2siExZpo9a4stWL0KAu0ygl8U3EqlyNBDDb19HU3O8y5/zODyw60p8Zmrj+PvAzVKGMnv+GPOVnIYmWcjAvohkZYYPEPhBPd2ugMo7/AeS35yE8A0wWOaRM4ZoG1qb7wXAAAtRuoMsEnasbM6UF/ImYZM0oZYLg0WHPV53lynXmArGCRWuldscGTFwp19UHNX+ucVoAaqCq33mXANouBIBUXZLzyFzSijhYQV3lb6YazqMBQhbVikISn8DNivIZr029u/nlCCfcRLKAn/SqcrG7ELv6VS0XNkls/ihsmnIKFauQWUv9hGJXyw==



2022, se respondió que no se tiene inconveniente en la propuesta de ubicación de los Puntos de Medición para Petróleo asociados a los Pozos de la Asignación presentados por el Asignatario, “...siempre que los mecanismos de medición asociados a la propuesta permitan la medición y determinación de la calidad del hidrocarburo y que sea posible determinar precios contractuales para cada tipo de hidrocarburo que reflejen las condiciones del mercado, conforme al Dictamen Técnico que emita la CNH relacionado con esta propuesta..”, manifestando que esta opinión se encuentra sujeta a las siguientes consideraciones:

- 1) *De conformidad con lo establecido en el artículo 6 de los Lineamientos, se asegure la aplicación de las Mejores Prácticas y estándares internacionales de la industria en materia de Medición de Hidrocarburos.*
- 2) *Observar lo establecido en el artículo 8 de los Lineamientos en lo relativo a los procedimientos de entrega y recepción de los Hidrocarburos medidos.*
- 3) *De acuerdo con lo señalado en el artículo 28 de los Lineamientos, que los Hidrocarburos por medir en el Punto de Medición cumplan con las características de Calidad que se establezcan en el Dictamen Técnico que al efecto emita la CNH.*
- 4) *De conformidad a lo señalado en las fracciones I, V y VII, del artículo 41 de los Lineamientos, que se cumpla con las normas y estándares nacionales e internacionales que correspondan y en caso de no existir normatividad nacional, se apliquen los estándares internacionales señalados en el Anexo 2 de dichos Lineamientos.*
- 5) *Dado que en los Puntos de Medición propuestos convergerán distintas corrientes de hidrocarburos con calidades diferentes, se considera necesario prever la incorporación de una metodología de bancos de calidad que permita imputar el valor de las corrientes a cada una de las áreas de las que provengan.*

## **Obligaciones**

El Asignatario:

- 1) Deberá de mantener actualizada la información a disposición de la Comisión, sobre el avance real ejecutado de los diagnósticos, programas, procedimientos, presupuestos de incertidumbre correspondientes a los Puntos de Medición provisional de Petróleo de los Pozos de la Asignación.
- 2) Deberá remitir diariamente a esta Comisión el volumen operativo extraído o producido de los hidrocarburos sin balance o ajuste alguno, distinguiendo la producción de Petróleo, condensado, gas natural, agua y el número de Pozos operando por campo. Asimismo, se deberán reportar las justificaciones o explicaciones sobre las variaciones y afectaciones del volumen producidos. Lo anterior, conforme a los artículos 10, fracción I, inciso b) y 36 de los LTMMH.

33

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 02/12/2022 03:03:54 p. m.

Sello Digital:

gCl3VJer4QpOb6VCKXKtlxQtbQHgDf2siExZpo9a4stWL0KAu0ygl8U3EqlyNBDDb19HU3O8y5/zODyw60p8Zmrj+PvAzVKGMnv+GPOVnIYmWcjAvohkZYYPEPhBP  
d2ugMo7/AeS35yE8A0wWOaRM4Z0G1qb7wXAAATRuoMsEnasbM6UF/ImYZM0oZYLg0WWhpVS3lynXmArGCRWuldscGTFwp19UHNX+ucVoAaqCq33mXANouBIBU  
ZLzYfZ5jYhYQV3lb6YazqMBQhbV1KISn8DNivZr029u/nlCCfRLKAn/SqcrG7ELv6V50XNkls/ihsmnIKFauQWUv9hGJXyww=

- 3) En caso, que considere proponer un nuevo Punto de Medición provisional de la Asignación deberá observar lo establecido en el artículo 42 Bis de los LTMMH, y en su caso, si el Asignatario considera realizar una modificación a los Puntos de Medición provisional objeto del presente Dictamen Técnico, éste deberá observar lo establecido en el artículo 42 Quater. de los LTMMH, derivado de que, de conformidad con lo establecido en los multicitados lineamientos, la Comisión debe aprobar dichas propuestas y considerando además que no se puede poner a aprobación mediante un aviso.
- 4) Deberá presentar a la Comisión, en lo que resulte aplicable, la información sobre la Medición de los hidrocarburos que se hace referencia en el artículo 10 de los LTMMH. Asimismo, se sujetará a lo previsto en los artículos 34, 35, 49, 49 Bis, 49 Ter, 49 Quater y 51, 52, 53, 54, 55, 58, 59 y 60 de los dichos lineamientos.
- 5) Deberá mantener y actualizar la documentación donde se demuestre y acredite que el Responsable Oficial tiene las competencias, habilidades y aptitudes para una correcta administración de los Sistemas de Medición.
- 6) Deberá dar aviso a esta Comisión por conducto de la Dirección General de Medición y Comercialización de la Producción, en caso de falla en el Sistema de Medición o falta de registro de datos, el Asignatario deberá notificar a la Comisión el hallazgo del evento y al mismo tiempo compartir los registros de medición solicitados a su comprador, lo anterior con el fin de validar el volumen y calidad de los hidrocarburos a producir de los Pozos de Asignación, como lo estipula en los artículos 48, 49, 49 Bis, 49 Ter, 49 Quater, 50, 51 y 52, fracciones I, II, III, IV y V de los LTMMH.

## Conclusiones

De acuerdo con el análisis y la evaluación realizada a la información presentada por el Asignatario, respecto a la propuesta de los Puntos de Medición provisional para Petróleo y Gas de la Asignación, y correspondiente a la solicitud de aprobación al Programa Propuesto del Campo Akal NW, los cuales estarán ubicados en la TMDB los Sistemas de medición con TAG de identificación SM-100 y SM-200 con tecnología tipo turbina y el C.C.C Palomas los Sistemas de Medición con TAG de identificación PA-100, PA-200 y PA-300 con tecnología tipo Ultrasónico ambos para medición de Petróleo, los cuales cuantificarán el volumen y calidad de los hidrocarburos a producir de los pozos, cumpliendo así con lo dispuesto en los artículos 42 Bis y 42 Ter de los Lineamientos, concluyendo que se considera que la propuesta realizada para los Puntos de Medición provisional para Petróleo de los Pozos del Campo Akal NW, es técnicamente viable en cuanto a la determinación del volumen y calidad de los Hidrocarburos a producir, y que podrán ser utilizados durante la vigencia del Programa Propuesto.

## g) APROVECHAMIENTO DE GAS

Conforme al análisis técnico económico presentado, factores tales como el periodo contemplado en el Programa propuesto, no contar con instalaciones para realizar la

34

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 02/12/2022 03:03:54 p. m.

Sello Digital:

gCl3VJer4QpOb6VCKXKtlxQtbQHgDf2siExZpo9a4stWLOKAu0ygl8U3EqlNBDDb19HU3O8y5/zODyw60p8Zmrj+PvAzVKGMnv+GPOVhIYmWcjAvohkZYYPEPhBPd2ugMo7/AeS35yE8A0wWOaRM4ZocGlb7wXAAATRuoMsEnasbM6UF/ImYZM0oZYLg0WHPV53lynXmArGCRWuldscGTFwp19UHNX+ucVoAaqCq33mXANouBIBUZLzYfzSjJhYQV3lb6YazqMBQhbVlKISn8DNivIZr029u/nlCCfcRLKAn/SqcrG7ELv6V50XNkls/lhsmnIKFauQWUv9hGJXyww=

separación y acondicionamiento del gas en el punto de extracción, la no posibilidad por el momento de utilizar el gas que se produce como servicio de bombeo neumático, y que el tiempo para construir la infraestructura necesaria para el trasiego de la producción al Centro de Proceso más cercano va más allá de la vigencia del Programa Propuesto, ocasionan que ninguna de las alternativas de las formas de aprovechamiento resulte viable. Por lo anterior, el Asignatario realizará la destrucción controlada de la totalidad del gas producido durante la vigencia del Programa, estimando un volumen no aprovechado de 0.48 MMMpc.

Lo antes expuesto con fundamento en los artículos 6, fracción I y II de las Disposiciones Técnicas.

En las Tablas 18 y 19 se presentan las metas de aprovechamiento de gas mensual para la vigencia del Programa.

Programa de Gas (MMpcd)	ene-22	feb-22	mar-22	abr-22	may-22	jun-22	jul-22	ago-22	sep-22	oct-22	nov-22	dic-22
Producción de gas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.269	1.007
Autoconsumo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.000	0.000
Bombeo Neumático	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.000	0.000
Conservación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.000	0.000
Transferencia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.000	0.000
Gas Adicional	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.000	0.000
Gas Natural no aprovechado	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.269	1.007
% de Aprovechamiento	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.000	0.000

Las cifras pueden no coincidir por redondeo.

Tabla 18. Programa de aprovechamiento de gas para el año 2022.  
(Fuente: Información presentada por el Asignatario)

Programa de Gas (MMpcd)	ene-23	feb-23	mar-23	abr-23	may-23	jun-23	jul-23	ago-23	sep-23	oct-23	nov-23	dic-23
Producción de gas	0.997	1.046	1.352	1.388	1.361	1.736	1.679	1.679	1.679	1.679	-	-
Autoconsumo	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	-	-
Bombeo Neumático	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	-	-
Conservación	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	-	-
Transferencia	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	-	-
Gas Adicional	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	-	-

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 02/12/2022 03:03:54 p. m.

Sello Digital:

gCl3VJer4QpOb6VCKXKtlxQtbQHgDf2siExZpo9a4stWL0KAu0ygl8U3EqlYNBDDb19HU3O8y5/zODyw60p8Zmrj+PvAzVKGMnv+GPOVhIYmWcjAvohkZYYPEPhBP  
d2ugMo7/AeS35yE8A0wWOaRM4ZocG1qb7wXAAATRuoMsEnasbM6UF/ImYZM0oZYLg0WHPvS3lynXmArGCRWuldscGTFwp19UHNX+ucVoAaqCq33mXANouBIBUX  
ZLzYfzSijhYQV3l6YazqMBQhbV1KISn8DNivZr029u/nlCCfcRLKAn/SqcrG7ELv6V50XNkls/ihsmnlKFauQWUv9hGJXyww=

Programa de Gas (MMpcd)	ene-23	feb-23	mar-23	abr-23	may-23	jun-23	jul-23	ago-23	sep-23	oct-23	nov-23	dic-23
Gas Natural no aprovechado	0.997	1.046	1.352	1.388	1.361	1.736	1.679	1.679	1.679	1.679	-	-
% de Aprovechamiento	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	-	-

Las cifras pueden no coincidir por redondeo.

Tabla 19. Programa de aprovechamiento de gas para el año 2023.

(Fuente: Información presentada por el Asignatario)

## VI. MECANISMOS DE REVISIÓN DE LA EFICIENCIA OPERATIVA EN LA EXTRACCIÓN Y MÉTRICAS DE EVALUACIÓN DEL PROGRAMA DE TRANSICIÓN

Con el fin de medir el grado de cumplimiento de las metas y objetivos establecidos en el Programa, se tomará como criterio de evaluación el artículo 69 fracción II de los Lineamientos.

**Seguimiento del Plan:** Con base en el artículo 7, fracción II de la Ley de Hidrocarburos, así como en el artículo 22, fracciones XI y XIII de la LORCME y 100, fracción I, inciso c. de los Lineamientos, la Comisión realizará el seguimiento de las principales actividades que realice el Asignatario en el Área de Asignación, con el fin de verificar que el proyecto se lleve a cabo, de acuerdo con las Mejores Prácticas Internacionales y se realice con el objetivo principal de maximizar el valor de los Hidrocarburos.

- i) Como parte del seguimiento a la ejecución, se verificará el número por tipo de actividades ejercidas respecto de las actividades contempladas en el Programa, como se muestra en la Tabla 20.

Actividad	Programadas	Ejercidas	Porcentaje de desviación
Perforación	2	-	-
Terminación	2	-	-

Tabla 20. Indicador de desempeño de las actividades realizadas.

(Fuente: Comisión con información presentada por el Asignatario)

- ii) Como parte del seguimiento a la ejecución, se verificará el monto de erogaciones ejercidas respecto de las erogaciones contempladas, como se observa en la Tabla 21.

Actividad	Sub-actividad	Programa de erogaciones (MMUSD)	Erogaciones ejercidas (MMUSD)	Indicador Programa de Erogaciones/ ejercidas
Desarrollo	Construcción Instalaciones	40.83	-	-
	General	10.18	-	-

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 02/12/2022 03:03:54 p. m.

Sello Digital:

gCl3VJer4QpOb6VCKXKtlxQtbQHgDf2siExZpo9a4stWL0KAu0ygl8U3EqlyNBDDb19HU3O8y5/zODyw60p8Zmrj+PvAzVKGMnv+GPOVnIYmWcjAvohkZYYPEPhBPd2ugMo7/AeS35yE8A0wW0aRM4ZoG1qb7wXAAATRuoMsEnasbM6UF/ImYZM0oZYLg0WHPV3lynXmArGCRWuldscGTFwp19UHNX+ucVoAaqCq33mXANouBIBUXZLzYfzSjhhYQV3lb6YazqMBQhbV1KISn8DNivZr029u/nlCCfRLKAn/SqcrG7ELv6VS0XNkls/ihsmnlKfauQWUv9hGJXyw==

Actividad	Sub-actividad	Programa de erogaciones (MMUSD)	Erogaciones ejercidas (MMUSD)	Indicador Programa de Erogaciones/ ejercidas
	Perforación de Pozos	76.72	-	-
Producción	General	2.39	-	-
	Operación de Instalaciones de Producción	20.57	-	-
	<b>Total</b>	<b>150.68</b>	-	-

Tabla 21. Indicador de desempeño de las erogaciones ejercidas.  
(Fuente: Comisión con información presentada por el Asignatario)

- iii) Las actividades planeadas por el Asignatario están encaminadas a la ejecución de actividades de Producción Temprana para dar continuidad operativa al Campo Akal NW, a través de la continuidad operativa del Pozo Akal-501EXP e incrementando la producción con la perforación de 2 Pozos adicionales, incrementando el valor económico en el Área de Asignación, como se muestra en la Tabla 22. La cual considera 12 meses como lo solicita el Asignatario.

Hidrocarburo	Nov-22	Dic-22	Ene-23	Feb-23	Mar-23	Abr-23	May-23	Jun-23	Jul-23	Ago-23	Sep-23	Oct-23	Volumen por recuperar (MMb y MMMpc)
Producción de aceite programada (Mbd)	1.17	4.40	4.36	4.57	5.91	6.07	5.95	7.59	7.34	7.34	7.34	7.34	<b>2.11</b>
Producción de aceite real (Mbd)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Porcentaje de desviación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Producción de gas programada (MMpcd)	0.27	1.01	1.00	1.05	1.35	1.39	1.36	1.74	1.68	1.68	1.68	1.68	<b>0.48</b>
Producción de gas real (MMpcd)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Porcentaje de desviación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Tabla 22. Indicadores de desempeño de la producción de aceite y gas en función de la producción reportada.  
(Fuente: Comisión con información presentada por el Asignatario)

## VII. SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN DE RIESGO

Esta Comisión emite el presente Dictamen Técnico para la aprobación correspondiente al Programa Propuesto asociado al Campo Akal NW correspondiente a la Asignación AE-0166-M-Campeche Oriente, sin perjuicio de la obligación del Asignatario de atender la normativa emitida por las autoridades competentes en materia de Hidrocarburos, así como todas aquellas que tengan por efecto condicionar el inicio de las actividades contenidas en el presente Programa.

En tal sentido, es de señalar que fue solicitada a la ASEA su opinión respecto del Sistema de Administración de Riesgos asociado al Programa Propuesto correspondiente a la

Asignación en comento mediante Oficio 250.1502/2022 de 16 de noviembre de 2022, sin que a la fecha exista el pronunciamiento de la ASEA.

Cabe señalar que el presente Dictamen Técnico se emite sin perjuicio de la obligación del Operador de atender la Normativa emitida por la ASEA, lo anterior atendiendo al esquema de autonomía técnica, operativa y de gestión de la Comisión, descrito en los artículos 3 y 22, fracción I de la LORCME.

## VIII. RESULTADO DEL DICTAMEN TÉCNICO

La Comisión llevó a cabo la evaluación del Programa Propuesto presentado por el Asignatario de conformidad con los artículos 39, fracciones I, IV, VI y VII de la LORCME, 19, 65, 69, fracción II, 70, y 71 y el Anexo III, apartado I.B de los Lineamientos.

Sobre el particular, del análisis técnico realizado, se advierte que el Programa Propuesto cumple con lo siguiente:

### a) **Acelerar el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero del país:**

Con la toma de información contemplada en el Programa Propuesto, se contribuirá a incrementar el conocimiento del potencial petrolero del país.

Lo anterior se cumple al realizar pruebas de presión-producción, registros de presión de fondo cerrado y fluyentes, registros de saturación de hidrocarburos, muestras PVT, núcleos de fondo y/o de pared y la actualización del modelo estático y la construcción de un modelo de simulación y su actualización periódica.

### b) **La utilización de la tecnología más adecuada para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos, en función de los resultados productivos y económicos:**

Una vez analizada la información remitida por el Asignatario, la Comisión concluye que las tecnologías a emplearse para la ejecución de actividades son adecuadas para obtener la información necesaria para dar continuidad operativa y prolongar el tiempo de vida productiva del Pozo, con el fin de maximizar la recuperación de Hidrocarburos en condiciones técnica y económicamente viables, a través de un Plan de Desarrollo para la Extracción.

### c) **Promover el desarrollo de las actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos en beneficio del país:**

Las actividades planteadas por el Asignatario como la perforación de 2 Pozos de Desarrollo, la puesta en producción del Pozos Akal-501EXP y la toma de información se consideran técnicamente viables para la Extracción de Hidrocarburos, en beneficio del país.

#### **d) Procurar el aprovechamiento del gas natural asociado en las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos:**

Para el Programa Propuesto se considera la destrucción controlada de la totalidad del gas producido, equivalente a 0.48 MMMpc. Lo antes expuesto con fundamento en los artículos 6, fracción I y II de las Disposiciones Técnicas.

Aunado a lo anterior, la solicitud da cumplimiento al artículo 69 fracción II de los Lineamientos concluyendo que las actividades incluidas están encaminadas a prolongar el tiempo de vida productiva de los Pozos, lo anterior con el objeto de maximizar la recuperación de Hidrocarburos en condiciones técnica y económicamente viables, a través de un Plan de Desarrollo para la Extracción.

### **IX. CONCLUSIONES**

No se omite señalar que de conformidad con el artículo 71, segundo párrafo de los Lineamientos es responsabilidad del Asignatario solicitar la aprobación del Plan de Desarrollo para la Extracción en términos de lo estipulado en el Término y Condición Séptimo del Título de Asignación, a fin de que cuente con el Plan de Desarrollo para la Extracción aprobado, mismo que le permitirá dar continuidad a las Actividades Petroleras dentro del Área de Asignación.

En consecuencia, con base en las consideraciones anteriores, se propone al Órgano de Gobierno de la Comisión el Dictamen Técnico en sentido favorable sobre la solicitud de aprobación del Programa de Transición asociado al yacimiento JSK del Campo Akal NW, correspondiente a la Asignación AE-0166-M-Campeche Oriente, el cual tendrá una vigencia de hasta un año a partir de su aprobación de conformidad con el artículo 71 de los Lineamientos, hasta en tanto cuente con la aprobación del Plan de Desarrollo para la Extracción.

### **X. RECOMENDACIONES**

Esta Comisión después del análisis técnico realizado a la información presentada por el Asignatario recomienda lo siguiente:

- Administrar el yacimiento, controlando los gastos de producción y apegándose al Programa de Transición, con el fin de incrementar los factores de recuperación y preservar el valor de los hidrocarburos en un Plan de Desarrollo futuro.
- Con el resultado de la perforación de los Pozos y la información dinámica a obtener, reevaluar los volúmenes originales de hidrocarburos y el potencial del Campo para el diseño e instalación de la infraestructura necesaria para el aprovechamiento de los hidrocarburos y la perforación de los pozos necesarios a contemplar en un futuro Plan de Desarrollo.
- Se recomienda al Asignatario realizar las actividades de construcción de los ductos y de la ELM de acuerdo con el programa, o en su caso, adelantar las actividades con la finalidad de disminuir la quema de gas.

39

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 02/12/2022 03:03:54 p. m.

Sello Digital:

gCl3VJer4QpOb6VCKXKtlxQtbQHgDf2siExZpo9a4stWL0KAu0ygl8U3EqlYNBDDb19HU308y5/zODyw60p8Zmrj+PvAzVKGMnv+GPOVnIYmWcjAvohkZYYPEPhBPd2ugMo7/AeS35yE8A0wWOaRM4ZoG1qb7wXAAAtRuoMsEnasbM6UF/ImYZM0oZYLg0WHPvS3lynXmArGCRWuldscGTFwp19UHNX+ucVoAaqCq33mXANouBIBUXZLzYfzSjJhYQv3lb6YazqMBQhbV1KISn8DNivIzr029u/nlCCfRLKAn/SqcrG7ELv6V50XNklS/ihsmlnKFauQWUv9hGJXyw==

- Derivado de la adquisición de núcleos contemplada en las actividades de perforación de Pozos, se recomienda realizar estudios o análisis especiales a dichos núcleos y con esto poder determinar zonas preferenciales de flujo o con fracturamiento.

## **ELABORÓ**

**ING. RUBÉN FELIPE MEJIA GONZÁLEZ**  
Director de Asignaciones Terrestres Norte

## **REVISÓ**

**MTRO. FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ**  
Director General de Dictámenes de Extracción

## **AUTORIZÓ**

**ING. RAFAEL GUERRERO ALTAMIRANO**  
Titular de la Unidad Técnica de Extracción y su Supervisión

Los firmantes y colaboradores del presente Dictamen Técnico lo hacen conforme al ámbito de sus competencias y facultades, en términos de lo establecido en los artículos 20, 35, 37, 39 y 42 del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, para consideración del Órgano de Gobierno de la propia Comisión, y aprobación, o no aprobación, de la Solicitud de aprobación del Programa de Transición del Campo Akal NW, el cual se encuentra dentro de la Asignación AE-0166-M-Campeche Oriente.

**Ing. Rubén Felipe Mejía González**  
Dirección De Asignaciones Terrestres Norte

**ELABORÓ**  
Firma de Ruben Felipe Mejia Gonzalez  
Fecha de Sello Digital: 02/12/2022 09:57:39 a. m.  
Sello Digital:

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 02/12/2022 03:03:54 p. m.

Sello Digital:

gCl3VJer4QpOb6VCKXKtlxQtbQHgDf2siExZpo9a4stWL0KAu0ygl8U3EqlyNBDDb19HU3O8y5/zODyw60p8Zmrj+PvAzVKGMnv+GPOVnIYmWcjAvohkZYYPEPhBP  
d2ugMo7/AeS35yE8A0wWOaRM4ZoG1qb7wXAAatRuoMsEnasbM6UF/ImYZM0oZYLg0WWhpVS3lynXmArGCRWuldscGTFwp19UHNX+ucVoAaqCq33mXANouBIBU  
ZLzyFzSjYhYQV3lb6YazqMBQhbV1KISn8DNiviZr029u/nlCCfcRLKAn/SqcrG7ELv6VS0XNkls/ihsmnIKFauQWUv9hGJXyww==

40



mhHlJpslQJinMcfS4kbnWosNZUKl/Um4mVCprjImpkvWYEieZ75trudaYmF2dueky5q/4YAhhCznHrxGTyIppq2rG7sI3VQzKvY5b  
hliBnKXq46nVYAZTN6ckks5sKSwY2ws0Aa4gtHRO5+PDRo6RYKLXITocSQcZxpDkDJmydPb15Uah0QEA9GvCK1g3A2yueoWD  
MKwCxx3F0pwTbareC4zGPongL+qARS9MKyn58Uy9Nt8MsSoVWjFfPh7RF0Aj/LceQz5v/5v+p6tj22AaNV6YMorUDrF4WEfYNB  
qUSAeNddlz9wz+tH6ilYQ+2oWbM4M3LCYbIFIKwiDAA6eHw==

"El presente acto administrativo ha sido firmado mediante el uso de la firma electrónica avanzada del funcionario competente, amparada por un certificado vigente a la fecha de la resolución, de conformidad con los artículos 38, párrafos primero, fracción V, tercero, cuarto, quinto y sexto, y 17 D, tercero y décimo párrafos del Código Fiscal de la Federación. De conformidad con lo establecido en los artículos 17-I y 38, quinto y sexto párrafos del Código Fiscal de la Federación, así como en la regla II.2.8.5., fracción I de la Resolución Miscelánea Fiscal para 2014, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 30 de diciembre de 2013, la integridad y autoría del presente documento se podrá comprobar conforme a lo previsto en la ficha de procedimiento 62/CFE contenido en el Anexo 1-A de la citada Resolución."

**Mtro. Francisco Castellanos Páez**  
**Director General de Dictámenes de Extracción**

#### REVISÓ

**Firma de Francisco Castellanos Paez**

**Fecha de Sello Digital: 02/12/2022 12:03:54 p. m.**

Sello Digital:

JgpwvRnj8rHa/AkrhvKAFuFcmoA5JSOq4bVRelAU8sSsdX4aXb/WIPz3xVYzOkcRkRRuyyHfaiSotInVji94BDB3rkTr+A5eSvFBnN  
PSnTeAHZeQqVTEYLH00ljwch4FAGV6jrEY4Jmgbsgq7EOUiXV3JuwpsWiscBsA/AAQhwTkPJ32n1xSt6YK7dCh3wMjhT3dlPke/  
e2n37ZAKxYz7DrA/d3ThfUXUTZ4luZoEvt8dP3vs3BdNa6AZAtrh+2aPSRkqmlGqPpV2rXVZ4aGBFFP8+TBIEAstvSctvHKKKDuMg  
SyPkC47Ae5sF8PdSGTnyh4+0T03M7j3GURtMVBg==

"El presente acto administrativo ha sido firmado mediante el uso de la firma electrónica avanzada del funcionario competente, amparada por un certificado vigente a la fecha de la resolución, de conformidad con los artículos 38, párrafos primero, fracción V, tercero, cuarto, quinto y sexto, y 17 D, tercero y décimo párrafos del Código Fiscal de la Federación. De conformidad con lo establecido en los artículos 17-I y 38, quinto y sexto párrafos del Código Fiscal de la Federación, así como en la regla II.2.8.5., fracción I de la Resolución Miscelánea Fiscal para 2014, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 30 de diciembre de 2013, la integridad y autoría del presente documento se podrá comprobar conforme a lo previsto en la ficha de procedimiento 62/CFE contenido en el Anexo 1-A de la citada Resolución."

**Ing. Rafael Guerrero Altamirano**  
**Titular de la Unidad Técnica de Extracción y su Supervisión**

#### AUTORIZÓ

**Firma de Rafael Guerrero Altamirano**

**Fecha de Sello Digital: 02/12/2022 03:03:54 p. m.**

Sello Digital:

gCl3VJer4QpOb6VCKXKtlxQtbQHgDf2siExZpo9a4stWL0KAu0ygl8U3EqlyNBDDb19HU3O8y5/zODyw60p8Zmrj+PvAzVKGmNv  
+GPOVnlYmWcjAvohkZYYPEPhBPd2ugMo7/AeS35yE8A0wWOaRM4ZoGlb7wXAAtRuoMsEnasbM6UF/ImYZM0oZYLgOWhp  
VS3lynXmArGCRWuldscGTFwp19UHNX+ucVoAaqCq33mXANouBIBUxZLzYfZS1jhYQV3lb6YazqMBQhbV1KISn8DNivlZr029u/nl  
CCfCRLKAn/SqcrG7ELv6VS0XNkls/ihsmnlKFauQWUv9hGJXyw==

"El presente acto administrativo ha sido firmado mediante el uso de la firma electrónica avanzada del funcionario competente, amparada por un certificado vigente a la fecha de la resolución, de conformidad con los artículos 38, párrafos primero, fracción V, tercero, cuarto, quinto y sexto, y 17 D, tercero y décimo párrafos del Código Fiscal de la Federación. De conformidad con lo establecido en los artículos 17-I y 38, quinto y sexto párrafos del Código Fiscal de la Federación, así como en la regla II.2.8.5., fracción I de la Resolución Miscelánea Fiscal para 2014, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 30 de diciembre de 2013, la integridad y autoría del presente documento se podrá comprobar conforme a lo previsto en la ficha de procedimiento 62/CFE contenido en el Anexo 1-A de la citada Resolución."

41

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 02/12/2022 03:03:54 p. m.

Sello Digital:

gCl3VJer4QpOb6VCKXKtlxQtbQHgDf2siExZpo9a4stWL0KAu0ygl8U3EqlyNBDDb19HU3O8y5/zODyw60p8Zmrj+PvAzVKGmNv+GPOVnlYmWcjAvohkZYYPEPhBP  
d2ugMo7/AeS35yE8A0wWOaRM4ZoGlb7wXAAtRuoMsEnasbM6UF/ImYZM0oZYLgOWhpVS3lynXmArGCRWuldscGTFwp19UHNX+ucVoAaqCq33mXANouBIBUx  
ZLzYfZS1jhYQV3lb6YazqMBQhbV1KISn8DNivlZr029u/nlCCfCRLKAn/SqcrG7ELv6VS0XNkls/ihsmnlKFauQWUv9hGJXyw==

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 02/12/2022 03:03:54 p. m.

Sello Digital:

gCl3VJer4QpOb6VCKXKtlxQtbQHgDf2siExZpo9a4stWL0KAu0ygl8U3EqlyNBDDb19HU3O8y5/zODyw60p8Zmrj+PvAzVKGMnv+GPOVnIYmWcjAvohkZYYPEPhBP  
d2ugMo7/AeS35yE8A0wWOaRM4ZoG1qb7wXAAAtRuoMsEnasbM6UF/lmYZM0oZYLg0WWhpVS3lynXmArGCRWuldscGTFwp19UHNX+ucVoAaqCq33mXANouBIBUx  
ZLzyFzSjYhYQV3lb6YazqMBQhbV1KISn8DNivIZr029u/nlCCfcRLKAn/SqcrG7ELv6VS0XNkls/ihsmlnKFauQWUv9hGJXyw==